

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE,
CONCENTRATION ÉNERGIES RENOUVELABLES
ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A.

PAR
Iheb ABDERRAHIM

AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ D'ÉNERGIE D'UN SYSTÈME DE CONVERSION
D'ÉNERGIE ÉOLIENNE À BASE DE MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE
ALIMENTATION ET CONNECTÉ AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

MONTREAL, LE 11 DÉCEMBRE 2015



Iheb Abderrahim, 2015



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Maarouf Saad, directeur de mémoire
Département de Génie Électrique à l'École de technologie supérieure

M. Ambrish Chandra, codirecteur de mémoire
Département de Génie Électrique à l'École de technologie supérieure

M. Pierre Jean Lagacé, président du jury
Département de Génie Électrique à l'École de technologie supérieure

Mme. Lyne Woodward, membre du jury
Département de Génie Électrique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 04 DÉCEMBRE 2015

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Au terme de ce projet, je tiens à exprimer ma gratitude à Monsieur Maarouf Saad, mon directeur de recherche à l'École de technologie supérieure, pour ses conseils précieux, sa disponibilité et son encadrement.

Mes remerciements distingués vont au Professeur Ambrish Chandra, mon codirecteur, pour sa disponibilité, le support qu'il m'a fourni et ses conseils précieux durant toute la période de réalisation de ce projet.

Et puisque l'on n'avance pas seul, je remercie tous les membres du GREPCI, pour leurs présences, leurs encouragements, leurs aides et leurs disponibilités.

Enfin, je tiens à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'évaluer ce mémoire.

AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ D'ÉNERGIE D'UN SYSTÈME DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE À BASE DE MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE ALIMENTATION ET CONNECTÉ AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Iheb ABDERRAHIM

RÉSUMÉ

La production d'électricité éolienne a connu une forte croissance dans la dernière décennie. Cela se traduit par le développement de Systèmes de Conversion de l'Énergie Éolienne (SCEE) aux niveaux de la modélisation et de la commande électrique. Les SCEE modernes fonctionnent à des vitesses de vent variables et sont dotés de génératrices synchrones ou asynchrones. Parmi ces génératrices, la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA) offre plusieurs avantages et des capacités de puissances actives et réactives à quatre quadrants. Le SCEE à base de GADA entraîne également des coûts de conversion de puissance moins faibles et des pertes d'énergie minimales par rapport à un SCEE basé sur une génératrice synchrone entièrement alimenté par des convertisseurs de puissance à pleine échelle. La connexion d'un tel système au réseau de distribution électrique implique un fonctionnement bidirectionnel des réseaux. Cela se manifeste clairement dans les modes de fonctionnement en hypo et hyper synchrone de la GADA. Le réseau électrique fournit la puissance active au rotor de la GADA en fonctionnement hypo synchrone et reçoit la puissance active du rotor en fonctionnement hyper synchrone de la GADA. La qualité d'énergie est ainsi d'une importance majeure lors de l'intégration de l'éolien au réseau électrique. Une mauvaise qualité d'onde peut nuire à la stabilité de réseau et pourrait même engendrer des problèmes et conséquences majeurs. Ceci est encore plus critique dans le contexte où des charges non linéaires telles que les alimentations à découpage et les entraînements à vitesse variable sont connectés au réseau électrique.

L'idée de ce travail de recherche est ainsi de mitiger les problèmes liés à la qualité d'onde tout en assurant une meilleure opération de la GADA de telle sorte que l'ensemble de SCEE reste insensible aux perturbations extérieures et aux variations paramétriques. Pour cela, le Convertisseur du Coté réseau électrique (CCG) doit être en mesure de compenser les harmoniques, le déséquilibre de courant et la puissance réactive injectés par une charge triphasée non linéaire déséquilibrée connecté au réseau électrique au Point de Couplage Commun (PCC). Le CCG est considéré ainsi comme étant une solution simple, efficace et de cout compétitif en épargnant l'utilisation d'autres équipements de puissance.

En même temps, le rendement énergétique de la chaine de conversion éolienne doit être amélioré en faisant extraire le MPPT. La recherche permet de sélectionner la commande vectorielle et la commande dans le référentiel synchrone d-q pour y arriver à ces objectifs. L'ensemble de SCEE à base de GADA est simulé dans MATLAB SIMULINK en présence d'une charge non linéaire triphasée équilibrée puis déséquilibrée.

Mots-clés : éolien, GADA, SCEE, hypo synchrone, hyper synchrone, MPPT, réseau électrique, qualité d'énergie, CCG, commande vectorielle, référentiel synchrone, fonctionnement bidirectionnel, MATLAB SIMULINK, charge non linéaire.

IMPROVING ENERGY QUALITY OF A WIND ENERGY CONVERSION SYSTEM BASED DOUBLY FED INDUCTION GENERATOR AND CONNECTED TO THE ELECTRIC NETWORK

Iheb ABDERRAHIM

ABSTRACT

Wind power generation has grown strongly in the last decade. This results in the development of Wind Energy Conversion System WECS at the levels of modeling and electrical control. Modern WECS operate at varying wind speeds and are equipped with synchronous and asynchronous generators. Among these generators, the Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) offers several advantages and capabilities of active and reactive power in four quadrants. WECS based DFIG also causes less conversion costs and minimum energy losses compared with a WECS based on a synchronous generator powered entirely by full scale of power converters. The connection of such a system to the electrical distribution network involves bidirectional operation of networks. This is clearly established in sub and super synchronous operating modes of DFIG. The grid provides the active power to the rotor of DFIG in sub synchronous operating mode and receives the active power of the rotor in super synchronous operating mode of DFIG. Energy quality is thus of major importance during the integration of wind power to the grid. Poor wave quality can affect network stability and could even cause major problems and consequences. This is even more critical where non-linear loads such as the switching power supplies and variable speed drives, are connected to the grid.

The idea of this research work is how to mitigate the problems associated with the wave quality while ensuring better implementation of DFIG so that the whole of WECS remains insensitive to external disturbances and parametric variations. The Grid Side Converter (GSC) must be able to compensate harmonics, current unbalance and reactive power injected by a nonlinear three-phase unbalanced load connected to the grid. In addition to these innovative features to improve the conditions of operation of the grid, it provides also the power flow during different modes of operation of the DFIG. It is considered a simple, efficient and cost competitive solution by saving the use of other power equipment.

At the same time, the energy efficiency of wind power conversion chain should be improved by extracting the MPPT. Searching allows us to select vector control and control in synchronous reference to achieve these objectives. WECS based DFIG is simulated in MATLAB SIMULINK in the presence of a non-linear balanced and unbalanced three-phase load.

Keywords: wind power generation, DFIG, WECS, sub synchronous, super synchronous, MPPT, grid, energy quality, GSC, vector control, synchronous reference, bidirectional operation, MATLAB SIMULINK, non linear load.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	5
1.1 Introduction	5
1.2 Configuration de la turbine éolienne	6
1.3 Les SCEEs à base des génératrices synchrones	9
1.3.1 La génératrice synchrone à rotor bobiné (GSRB) <i>WRSG</i>	9
1.3.2 La génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) <i>PMSG</i>	11
1.4 Les SCEEs à base des génératrices asynchrones	12
1.5 Comparaison des génératrices utilisées dans les SCEE	16
1.6 Intérêt porté à la GADA <i>DFIG</i>	19
1.7 Les problèmes de l'interconnexion de l'éolien au réseau électrique	19
1.7.1 Contrôle de la tension	21
1.7.2 Contrôle de la fréquence	22
1.7.3 Contrôle de la puissance active et réactive	22
1.7.4 Exigences strictes sur la qualité de la puissance	24
1.7.4.1 Les harmoniques	25
1.7.4.2 La fluctuation de la tension	25
1.8 Problématique	27
1.9 Les objectifs de contrôle de SCEE à base de la MADA	28
1.10 Méthode de contrôle de la MADA	29
1.10.1 La commande vectorielle	30
1.10.2 La commande directe de couple DTC	31
1.10.3 La commande directe de puissance DPC	32
1.11 Conclusion :	35
CHAPITRE 2 SYSTÈME DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE À BASE DE MADA	37
2.1 Introduction	37
2.2 SCEE à base de la MADA	37
2.2.1 Conversion de l'énergie	38
2.2.2 Détermination de la quantité d'énergie offerte par le vent	38
2.2.3 Modélisation de l'éolienne	39
2.2.3.1 Coefficient de puissance	41
2.2.3.2 Vitesse spécifique nominale	43
2.2.3.3 Région d'exploitation de la Turbine	46
2.2.3.4 Modèle de la boîte de vitesse :	49
2.2.4 Principe de fonctionnement de la MADA	50
2.2.4.1 Production du couple électromagnétique	50
2.2.4.2 Transfert de puissance et Modes de fonctionnement de la MADA	52

2.2.5	Fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation	54
2.2.6	Utilisation de la MADA pour produire des tensions à fréquence fixe.....	57
2.2.6.1	Mode hypo synchrone:.....	58
2.2.6.2	Mode hyper synchrone :.....	58
2.2.7	Convertisseurs de puissance	60
2.3	Conclusion	65
CHAPITRE 3 MODÉLISATION DE LA MADA, LOIS DE COMMANDE		
	DE CCR ET MODÉLISATION DE CCG.....	67
3.1	Introduction.....	67
3.2	Modélisation de la MADA dans le système triphasé « abc »	67
3.2.1	Équations des tensions électriques triphasées de la MADA dans le plan « abc »	69
3.2.2	Équations des flux magnétiques de la MADA dans le plan « abc »	69
3.2.3	Équations de couple électromagnétique de la MADA dans le plan « abc »	70
3.3	Transformation de Park.....	71
3.3.1	Grandeurs statoriques et rotoriques dans le plan d-q-o.....	73
3.3.2	Équations des grandeurs statoriques et rotoriques de la MADA dans le plan d-q-o.....	74
3.3.3	Schéma équivalent de la MADA	74
3.3.4	Équations du couple électromagnétique de la MADA	76
3.4	Détermination des lois de Commande	76
3.4.1	Principes fondamentaux de contrôle vectoriel d'une machine asynchrone.....	76
3.4.2	La commande vectorielle de convertisseur du côté rotor CCR	79
3.4.2.1	Orientation du flux statorique selon l'axe q.....	79
3.4.3	Modélisation de CCG dans un repère stationnaire	83
3.4.4	Modélisation de CCG dans un repère en rotation.....	85
3.4.5	Modèle de CCG dans le repère d-q.....	86
3.5	Conclusion	90
CHAPITRE 4 AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ D'ÉNERGIE DE SYSTÈME		
	DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE À MADA.....	91
4.1	Introduction.....	91
4.2	Description générale de l'onduleur multitâche.....	91
4.3	Étude en puissance de CCG.....	93
4.3.1	Compensation des courants harmoniques, de la puissance réactive et de déséquilibre de courant.....	93
4.3.1.1	Compensation des courants harmoniques.....	93
4.3.1.2	Compensation des harmoniques et de la puissance réactive.....	97
4.3.1.3	Compensation des harmoniques, de la puissance réactive et du déséquilibre du courant de charge.....	98
4.4	Dimensionnement des paramètres en amont et en aval de CCG	99
4.4.1	Dimensionnement de la capacité du bus DC	100

4.4.2	Dimensionnement de l'inductance de lissage du filtre	101
4.5	Algorithme de contrôle de CCG	102
4.6	Scénario de fonctionnement de SCEE à base de MADA	106
4.7	Simulation de SCCE à base de MADA et connectée au réseau électrique sans charge	107
4.8	Simulation de SCCE à base de la MADA et connecté au réseau électrique en présence d'une charge non linéaire triphasée équilibrée puis non équilibrée	116
4.9	Conclusion	124
CONCLUSION		125
Contributions et Recommandations		127
ANNEXE I	L'intérêt à l'énergie éolienne	129
ANNEXE II	Paramètres des composants	137
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES		139

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Comparaison entre une éolienne à vitesse fixe et une éolienne à vitesse variable8
Tableau 1.2	Comparaison entre 3 stratégies de contrôle.32
Tableau 2.1	Principe de contrôle par angle incident.....40
Tableau 2.2	Les conditions mathématiques pour chaque mode de fonctionnement de la MADA.....53
Tableau 4.1	Courants des différents composants.....111
Tableau 4.2	Puissances actives et réactives de différents composants113
Tableau 4.3	Puissances active et réactives de différents composants.....122

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Turbine éolienne à axe horizontal et Turbine éolienne à axe vertical7
Figure 1.2	Configuration de SCEE à base de la GSRB.....10
Figure 1.3	Configurations de SCEE à base de la GSAP12
Figure 1.4	Configuration de SCEE à base de GIAC14
Figure 1.5	Configuration de SCEE à base de la GARB15
Figure 1.6	Configuration de SCEE à base de la GADA16
Figure 1.7	Différents types des évènements de tensions26
Figure 2.1	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique37
Figure 2.2	Différentes composantes d'une éolienne39
Figure 2.3	La vitesse spécifique en fonction de coefficient de puissance44
Figure 2.4	MPPT de la turbine éolienne utilisée dans le projet de maîtrise.....45
Figure 2.5	Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique46
Figure 2.6	Région d'opération de la turbine éolienne47
Figure 2.7	Modèle de la turbine éolienne associée au modèle de l'arbre rapide de la GADA.....50
Figure 2.8	Diagramme vectorielle des forces magnétomotrices52
Figure 2.9	Quadrant s de fonctionnement de la MADA 54
Figure 2.10	Interaction entre la vitesse du rotor et la fréquence du champ magnétique tournant crée dans les enroulements du rotor56
Figure 2.11	Écoulement de puissance de la GADA.....59
Figure 2.12	Convertisseur dos à dos à IGBT61
Figure 2.13	Onduleur de tension à 3 branches et à 2 étages62
Figure 2.14	Opération et moment de la commutation de la branche A.....64

Figure 3.1	Représentation spatiale de la MAS dans le repère triphasé "abc"	68
Figure 3.2	Schéma de la transformation de Park dans le repère d-q-o.....	72
Figure 3.3	Schéma équivalent de la MADA dans un référentiel d-q-o lié au champ tournant.	76
Figure 3.4	MCC à excitation séparée et contrôle vectoriel d'une MAS	78
Figure 3.5	Schéma de commande de CCR.....	83
Figure 3.6	Modèle équivalent de convertisseur dos à dos.....	84
Figure 3.7	Modèle d-q de CCG	86
Figure 3.8	Schéma de principe de modèle d-q de CCG	87
Figure 3.9	Conception d'un régulateur de courant PI dans le plan d-q	88
Figure 3.10	Modèle simplifié de PI dans le plan d-q	89
Figure 3.11	Équivalent de fonction de transfert de PI 90	
Figure 4.1	Onduleur de tension (CCG)	92
Figure 4.2	Principe de la commande en MLI.....	93
Figure 4.3	CCG branché en présence d'une CNLE	94
Figure 4.4	Redresseur triphasé non commandé (CNLE)	95
Figure 4.5	CCG branché en présence d'une CNLD connecté au réseau.....	99
Figure 4.6	Schéma de commande de CCG.....	106
Figure 4.7	Vg, Ig, Wr&Wref et Vdc	108
Figure 4.8	Tension de phase "a" du réseau en opposition de phase avec le courant de phase "a" du réseau	109
Figure 4.9	Courant de phase "a" du stator en phase avec la tension de phase "a" du stator	110
Figure 4.10	Is, Ir et Iond.....	111
Figure 4.11	Écoulement de puissance active et réactive sans charge	113

Figure 4.12	Analyse en THD des courants I_g et I_s	115
Figure 4.13	V_g , I_g , V_{dc} et W_r en présence d'une CNLE	116
Figure 4.14	Différents courants avec une CNLE	117
Figure 4.15	Analyse en THD des courants de réseau, de stator et de la charge.....	118
Figure 4.16	V_g , I_g , V_{dc} et W_r en présence d'une CNLD	119
Figure 4.17	Différents courants en présence d'une CNLD	120
Figure 4.18	Analyse en THD des courants de réseau, de stator et de la charge.....	121
Figure 4.19	Écoulement de puissance active et réactive en présence d'une CNLE et d'une CNLD	121

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

Abréviations

AIE	Agence Internationale de l'énergie
AC	Courant alternatif
AVR	Régulateur de tension automatique
CV	Commande vectorielle
CCR	Convertisseur du côté rotor
CCG	Convertisseur du côté réseau
CNL	Charge non linéaire
CNLE	Charge non linéaire équilibrée
CNLD	Charge non linéaire déséquilibrée
CPR	Compensation de la puissance réactive
CC-VSI	Onduleur en source de tension contrôlé en courant
DPC	Commande directe de puissance
DSP	Processeur de signal numérique
DTC	Commande directe de couple
DC	Courant continu
EAH	Éolienne à axe horizontal
EAV	Éolienne à axe vertical
FACTS	Système de transmission flexible en courant alternatif
FAP	Filtre actif parallèle
GWEC	Conseil mondial de l'énergie éolienne
GADA	Génératrice asynchrone à double alimentation

GAS	Génératrice asynchrone
GARB	Génératrice asynchrone à rotor bobiné
GI	Génératrice à induction
GIAC	Génératrice à induction à cage d'écureuil
GS	Génératrice synchrone
GSAP	Génératrice synchrone à aimant permanent
GSEE	Génératrice synchrone à excitation électrique
GSRB	Génératrice synchrone à rotor bobiné
GRT	Gestionnaire du réseau de transport en Allemagne
IGBT	Transistor bipolaire à grille isolée
LVRT	Capacité de maintien d'alimentation en creux de tension
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
MAS	Machine asynchrone
MLI	Modulation à largeur d'impulsion
MPPT	Suivi de point de puissance maximale
MS	Machine synchrone
OCDE	Organisation de coopération et de développement économique
PCC	Point de couplage commun
PI	Régulateur de courant
PFC	Contrôle de facteur de puissance
PLL	Boucle à verrouillage de phase
SVC	Compensateur statique d'énergie réactive

SCEE	Système de conversion de l'énergie éolienne
STATCOM	Compensateur statique synchrone
THD	Taux de distorsion harmonique
VSC	Convertisseur en source de tension

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

Unités électriques :

Tensions [Volts]

V_{dc}	Tension de bus continu	V
V_{gg}	Tension du réseau au point de raccordement	V
V_g	Tensions triphasées de la grille	V
V_f	Tension du filtre	V
v	Tensions triphasées à la sortie de CCG	V
V_r	Tensions rotoriques totalisées	V
V_s	Tensions statoriques totalisées	V
E	la tension de phase maximale de réseau	V

Fréquences [Hertz]

$f_{réseau}$	Fréquence du réseau électrique	Hz
f_{stator}	Fréquence du stator	Hz
f_{rotor}	Fréquence de courants rotoriques	Hz
f_c	Fréquence de commutation des IGBT	Hz

Resistances [Ohm]

R_s	Résistance statorique	Ω
R_r	Résistance rotorique	Ω
R_o	Résistance de filtre	Ω

Flux [Weber]

Φ_m	flux magnétisant résultant dans l'entrefer	Wb
Φ_s	Flux totales triphasés du stator	Wb
Φ_r	Flux totales biphasés du rotor	Wb
φ_s	Flux totales biphasés du stator	Wb
φ_r	Flux totales biphasés du rotor	Wb
Φ_a	Flux produit par le courant induit	Wb
Φ_f	Flux produit par le courant d'excitation	Wb

Inductances [Henry]

L_s	Inductance de fuite au stator	H
L_r	Inductance de fuite au rotor	H
L_{ls}	Inductance d'une phase au stator	H
M_{ss}	Inductance mutuelles statoriques	H
L_{lr}	Inductance d'une phase au rotor	H
M_{rr}	Inductance mutuelles rotoriques	H
L_m	Inductance mutuelle cyclique	H
L_o	Inductance de filtre	H

Courants [Ampère]

I_r	Courants rotoriques totalisés	A
I_s	Courants statoriques totalisés	A
I_m	Courant mutuel de la MADA	A
I_a	Courant de l'induit d'une MCC	A
I_f	Courant de l'excitation d'une MCC	A
I_{ond}	Courant de CCG	A
I_{ro}	Courant de CCR	A
I_L	Courant de la charge non linéaire	A
i_{HL}	Courant harmonique de la CNL	A
I_{HL}	Valeur efficace de courant harmonique de la CNL	A
I_k	Courant harmonique d'ordre k	A
I_{Lmoy}	Courant moyen de la CNL	A
I_{fond}	Valeur efficace de courant fondamental de la CNL	A
I_{Leff}	Valeur efficace de courant de la CNL	A
I_c	Courant nominal traversant les convertisseurs	A
$I_c(pk)$	Courant nominal traversant les convertisseurs	A
I_{avg}	Courant moyen des convertisseurs	A
I_{Lond}	Ondulation de courant crête à crête	A

Puissances

P_{mec}	Puissance mécanique de la turbine	W
P_g	Puissance active de la grille	W
P_s	Puissance active du stator	W
P_r	Puissance active de rotor	W
P_L	Puissance active de la charge non linéaire	W
P_{ond}	Puissance active de CCG	W
P_m	Puissance mécanique de la turbine éolienne	W
S_L	Puissance apparente de la charge	VA
Q_g	Puissance réactive de la grille	VAR
Q_s	Puissance réactive de stator	VAR
Q_r	Puissance réactive de rotor	VAR
Q_L	Puissance réactive de la charge	VAR
Q_{ond}	Puissance réactive de CCG	VAR
D_L	Puissance déformante de la charge non linéaire	VAD
S_{Lm}	Puissance apparente fourni par le CCG	VA
S_{gen}	Puissance apparente de la GADA	VA
P_{gen}	Puissance active de la GADA	W
Q_{gen}	Cote en VAR de la GADA	VAR

Unités mécaniques :

Vitesses

V	Vitesse du vent	m/s
V_1	Vitesse du vent avant de frapper les pales	m/s
V_2	Vitesse du vent après avoir heurter les pales	m/s
Ω_t	Vitesse de rotation de l'arbre lent	Tr/min
Ω_r	Vitesse de rotation de rotor de la GADA	Tr/min
Ω_s	Vitesse de synchronisme	Tr/min
ω_r	Vitesse angulaire du rotor	rad/s
ω_s	Vitesse de rotation du champ du stator	rad/s
ω_{ref}	Vitesse de référence de la GADA	rad/s
ω_{PK}	Vitesse de rotation du champ de Park	rad/s
ω	pulsation du fondamental	rad/s

Couples [Newton. Mètre]

C_{em}	Couple électromagnétique de la GADA	N. m
C_{mec}	Couple mécanique sur l'axe de la génératrice	N. m
C_t	Couple mécanique de la turbine éolienne	N. m

Angles

β	Angle de calage	degré
θ	Angle de position entre le stator et le rotor	rad
θ_r	Angle de position de rotor	rad
θ_s	Angle de position de stator	rad
θ_{PK}	Angle de transformation de Park	rad

Forces [Newton]

F	Force magnétomotrice résultante	N
F_r	Force magnétomotrice du rotor	N
F_s	Force magnétomotrice du stator	N

Autres

C_{dc}	Condensateur de bus DC	F
t	temps	s
R	Rayon de la zone circulaire balayée	m
ρ	Densité de l'air	Kg/m ³
E_{cin}	Énergie cinétique du vent	J
Λ	Zone circulaire balayé	m ²
m	Masse de l'air	kg
J	L'inertie	Kg.m ²

Variables sans dimensions

TSR, λ	Ratio de vitesse spécifique
C_p	Coefficient de puissance
G	Rapport de multiplication
f	Coefficient de frottement visqueux
p	Nombre de pole de la GADA
x	Action de freinage
d, m	Rapport cyclique ou indice de modulation
D	Position de commutation des interrupteurs CCG
S	Position de commutation des interrupteurs CCR
σ	Flux de dispersion de Blondel
∂	Facteur de surcharge
g	Glissement de la machine
K_m	Taux d'écoulement de masse
N_r	Nombre de spires des enroulements rotoriques
N_s	Nombre de spires des enroulements statoriques
a, b, c	Repère de vecteurs triphasés
d, q	Repère de vecteurs biphasés

INTRODUCTION

A l'horizon 2050, la terre sera peuplée de huit à dix milliards de personnes, qui ont toutes besoin de consommer, de se déplacer, etc (Bauquis, 1972). La demande énergétique est donc très probable alors que les ressources énergétiques sont en baisse . Le monde peut faire face à une grave crise énergétique à l'avenir en l'absence de mesures de précaution appropriées. Parallèlement à la production et l'utilisation plus efficace de l'énergie, les sources d'énergie renouvelables offrent un potentiel important pour réduire les émissions de dioxyde de carbone (Bordier, 2008; l'énergie, 2011).

Parmi les sources d'énergies renouvelables, l'énergie éolienne est considérée comme le moyen le plus efficace et économique pour la production d'électricité. Elle coûte entre 4-6 cents par kilowattheure, en fonction de la taille d'un projet particulier (Ackermann, 2005). De plus, le vent est un carburant propre, gratuit et suffisamment disponible à travers le monde pour faire face à la demande d'électricité qui augmente constamment.

Les systèmes éoliens modernes ont diverses topologies commerciales disponibles dans le marché utilisant des génératrices asynchrones (à vitesse fixe) et des Génératrices Asynchrones à Double Alimentation (GADA) ou encore des Génératrices Synchrones à Aiment Permanent (GSAP) (à vitesse variable).

En raison de l'aspect intermittent de vent, la multiplication de Systèmes de Conversion de l'Énergie Éolienne (SCEE) et leur intégration au réseau électrique ont des impacts notoires sur le réseau en modifiant sa structure et son exploitation.

Dans ce cadre, l'avènement de l'électronique de puissance et le développement de la micro-informatique ont un impact majeur sur le développement des SCEE par rapport aux prototypes utilisés ces 30 dernières années au niveau de la modélisation électrique ainsi que dans la commande (Li et Chen, 2008b).

En effet, il existe un SCEE utilisant une machine à courant alternatif fonctionnant dans un mode particulier. Cela se traduit par la production de l'énergie électrique à fréquence constante et à une vitesse mécanique variable (Poitiers, 2003). Il s'agit de la Machine

Asynchrone à Double Alimentation (MADA) fonctionnant en mode génératrice, appelée en anglais *doubly fed induction machine*.

Sa particularité principale est que la puissance acheminée via ses convertisseurs de puissance ne dépasse pas les 30 pour cent de la puissance nominale de la machine si la variation de la vitesse est limitée autour de la vitesse de synchronisme. Le reste de la puissance est fournie par le stator au réseau électrique (Petersson, 2005). Ceci signifie que les pertes dans les convertisseurs peuvent être réduites. L'intérêt porté à la MADA est dû à sa capacité de fournir de la puissance active par le stator et/ou par le rotor selon son mode de fonctionnement. (Ahuja, Bhuvaneswari et Balasubramanian, 2011). Ces avantages offerts par cette machine favorisent de plus en plus son utilisation dans les SCEE à vitesse variable à grande puissance comme à moyenne puissance (Liuchen, 2002). D'où l'intérêt de travaux de recherche de cette maîtrise au SCEE utilisant la MADA en mode génératrice.

Le SCEE à base de MADA doit rester insensible aux perturbations extérieures et aux variations paramétriques. Pour cela, la MADA doit être contrôlée et commandée adéquatement en vue de l'atteinte des hautes performances. En effet, la littérature est pleine d'algorithmes et de stratégies, qui ont pour but d'exploiter au mieux les points forts de la machine et résoudre le problème de sa commande. Cependant, les options de recherche permettant au système de conversion d'énergie éolienne à base de la MADA de mitiger les problèmes liés à la qualité d'énergie telles que la compensation des harmoniques, le support en puissance réactive et le balancement des courants du réseau électrique ne sont pas toujours exploitables (Tremblay, 2009), ce qui attire notre attention afin d'ajouter une contribution dans cette maîtrise. Ces nouvelles fonctionnalités sont assurées par un convertisseur de puissance connecté du côté réseau électrique. En même temps, la puissance réactive fournie au réseau électrique doit être nulle ; c'est à dire garder toujours le facteur de puissance unitaire. Le rendement énergétique de la chaîne de conversion éolienne doit être amélioré en assurant le MPPT (*maximum Power Point tracker*) (Bennani, 2011).

Ce travail de mémoire consiste à simuler le SCEE utilisant la génératrice à double alimentation sous l'environnement MATLAB SIMULINK et Sim Power System et à

appliquer les lois de commandes développées avec les ajustements nécessaires en présence d'une charge triphasée non linéaire équilibrée, puis déséquilibrée.

Le mémoire se compose de 4 chapitres.

Dans le premier chapitre, les connaissances sur les principales machines électriques utilisées dans les SCEEs sont passées en revue et comparées afin de valider le choix de notre solution ainsi que de présenter les techniques de contrôle choisies et les problèmes de l'interconnexion du SCEE au réseau électrique.

Au deuxième chapitre, le SCEE utilisant la MADA est présenté en détail ainsi que la mise en évidence des différents modes de fonctionnement de la génératrice à double alimentation : le mode hypo - synchrone et le mode hyper - synchrone.

Le troisième chapitre porte sur la modélisation électrique de la machine en développant le modèle mathématique de la MADA dans le repère d-q-o de Park, ce qui contribue à développer les lois de commande vectorielle de CCR. Le CCG est aussi modélisé dans un repère en rotation synchrone d-q.

Le quatrième et dernier chapitre est consacré en premier lieu à une étude de puissance de notre CCG et au développement de la commande responsable de l'amélioration de la qualité d'énergie de notre SCEE à MADA. En deuxième lieu, le SCEE est simulé sous l'environnement MATLAB SIMULINK sans charge, puis en présence de charge non linéaire triphasée équilibrée, puis déséquilibrée et ce afin de juger la performance des algorithmes de commande développés pour le CCR et le CCG.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Introduction

L'énergie éolienne est considérée comme l'une des sources d'électricité durable les plus prometteuses. Les faits liés à cette énergie ont été présentés en détail à l'annexe I. La production de l'énergie éolienne peut être classée en trois grandes catégories selon la capacité totale de la puissance générée : une échelle de service public qui correspond aux turbines éoliennes à grandes puissances (de 900 kW - 3,5 MW), une échelle industrielle qui correspond aux turbines éoliennes à puissance moyenne (50kW-900kW) et une échelle résidentielle qui correspond aux petites turbines éoliennes (400W-50kW). En effet, le SCEE à MADA étudié au cours de cette maîtrise est d'une puissance de 50 KW et peut être utilisé à l'échelle industrielle pour répondre à l'exigence de la demande locale comme il peut être utile dans un contexte d'utilisation résidentielle.

Comparé aux éoliennes utilisant des générateurs à induction à vitesse fixe, les éoliennes à base de MADA offrent plusieurs avantages, tels que le fonctionnement à vitesse variable et des capacités de puissance actives et réactives à quatre quadrants. Un tel système entraîne également des coûts de conversion de puissance moins faibles et des pertes d'énergie minimales par rapport à un système basé sur un générateur synchrone entièrement alimenté avec des convertisseurs de puissance à pleine échelle.

Ce chapitre est ainsi consacré en premier lieu à passer en revue les connaissances sur les différents SCEE, ainsi que les problèmes rencontrés dans les applications qui ont pour but l'intégration de SCEE au réseau de distribution électrique. En second lieu, les techniques de contrôle appropriées pour la MADA sont présentées et discutées.

1.2 Configuration de la turbine éolienne

Avec l'avancement de la technologie des turbines éoliennes, la taille des SCEEs est devenue de plus en plus importante. De nos jours, les SCEEs sont disponibles en différentes tailles allant de fraction de KW à 5 MW.

Le développement d'électronique de puissance a révolutionné le mode de récupération de l'énergie éolienne. Les turbines éoliennes se sont transformées de turbines à vitesse fixe à des turbines à vitesse variable, de boîte à vitesse à entraînement direct. Les turbines éoliennes sont classées généralement en deux catégories : Éoliennes à Axe Horizontal (EAH) *HAWT* et Éoliennes à Axe Vertical (EAV) *VAWT*, comme illustrées dans la figure 1.1. Au départ, les conceptions de l'axe vertical ont été considérées d'une qualité supérieure (pas besoin d'un système de lacet) et l'emplacement de leur boîte de vitesse et de leur matériel de production était à la base de la tour (Mei, 2008).

Toutefois, les inconvénients suivants font en sorte que l'EAV est moins commercialisée que l'EAH :

- L'efficacité aérodynamique réduite : une grande partie de la surface de la pale se trouve à proximité de l'axe.
- Le boîtier est généralement au niveau du sol. Il est difficile de mettre également la boîte de vitesses d'une grande EAV au niveau du sol en raison de son poids et du coût de son arbre de transmission. Ce que limite la taille.

Dans les EAH, les pales tournent autour d'un axe qui est parallèle au sol et à l'écoulement du vent. Les parcs éoliens modernes à grande puissance utilisent presque tous des EAH parce que celles-ci permettent d'atteindre une production plus élevée d'énergie éolienne. Cependant, les EAH sont soumis à inverser les charges gravitationnelles (la charge structurelle est inversée lorsque la pale passe du haut vers le bas), ce qui impose une limite sur la taille de ces turbines (Johnson, 2004; Pao et Johnson, 2011).

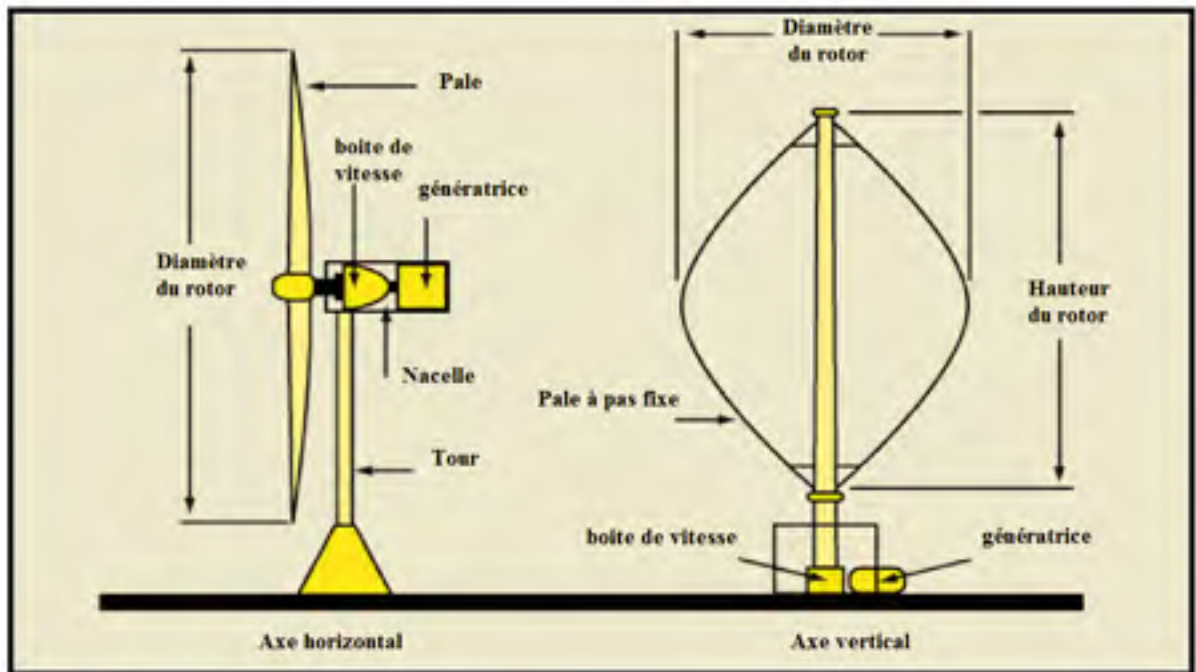


Figure 1.1 Turbine éolienne à axe horizontal et Turbine éolienne à axe vertical tirée et modifiée de Masaud (2013)

Quant au fonctionnement, les éoliennes modernes disposent de deux modes de fonctionnement de base : éolienne à vitesse fixe ou à vitesse variable. Une éolienne peut être également à pas variable ou à pas constant, ce qui signifie que les pales peuvent être ou ne pas être en mesure de tourner autour de leurs axes longitudinaux. Le rotor de la turbine éolienne à vitesse fixe tourne à une vitesse angulaire fixe et est relié à une génératrice à induction à cage d'écureuil classique qui a la même fréquence que celle du réseau auquel elle est connectée, indépendamment de la variation de la vitesse du vent. Le Tableau 1.1 résume les différents avantages et inconvénients pour chaque type.

Tableau 1.1 Comparaison entre une éolienne à vitesse fixe et une éolienne à vitesse variable

	Avantages	inconvénients
Éolienne à vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none"> • Construction robuste et simple • À moindre cout 	<ul style="list-style-type: none"> • Impossibilité d'extraire un maximum d'énergie à partir du vent (pas optimale). • Génération de plus de stress mécanique sur la boîte de vitesses aux vitesses de vent variable. • Incapacité de contrôle indépendant de la puissance active et réactive livrés au réseau électrique en raison du type de générateur(générateur d'induction classique).
Éolienne à vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Exploitation des ratios de vitesse idéaux sur une plus large gamme de vitesses de vent, donc captation d'un maximum d'énergie à partir du vent ➤ Fonctionnement efficace ➤ Capacité de fournir la puissance à une tension et fréquence constante ➤ Contrôle de puissance active et réactive fournie au réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nécessité d'un convertisseur de puissance en raison de la génération de la machine d'un courant et d'une tension à fréquence variable, nécessitant un convertisseur de puissance.

L'industrie moderne de l'éolien est déplacée vers les aérogénérateurs à vitesse variable en raison de leur meilleure performance globale. Ils profitent pleinement des variations de la vitesse du vent, rencontrent moins de stress mécanique et moins de fluctuations de puissance, et assurent une production d'énergie plus élevée de 10 à 15 % par rapport au fonctionnement à vitesse constante (Carlin, Laxson et Muljadi, 2003; Quincy et Liuchen, 2004).

En termes de type de génératrice, les SCEEs sont généralement basés sur les génératrices à induction et les génératrices synchrones (Singh, 2010a).

1.3 Les SCEEs à base des génératrices synchrones

Les génératrices synchrones sont largement utilisées dans différents types de centrales pour la conversion de la puissance électrique. Les génératrices synchrones ont la capacité de contrôler facilement leur tension de sortie et leur puissance réactive. Ce type de génératrice est également préférable aux machines à induction en raison de leur plus grande efficacité, particulièrement aux grandes puissances (Baroudi, Dinavahi et Knight, 2007). Généralement, l'inducteur est le rotor alors que le stator est celui de l'induit.

Selon le type de champ d'excitation, les génératrices synchrones sont principalement divisées en deux catégories : La génératrice synchrone à rotor bobiné (GSRB) *WRSG* et la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) *PMSG*.

1.3.1 La génératrice synchrone à rotor bobiné (GSRB) *WRSG*

Dans le système à GSRB, le principal inconvénient est la nécessité d'une source externe DC ou d'un redresseur monté à côté du rotor. Les GSRBs utilisées dans les SCEEs ont différents types de configuration. À la figure 1.2.a, il s'agit d'un SCEE à base de GSRB à vitesse fixe couplée à la turbine éolienne via une boîte de vitesse. En raison de fonctionnement à vitesse fixe, il n'y a pas d'option de MPPT. Une autre configuration à base de la GSRB est montrée à la figure 1.2.b. Elle permet le fonctionnement de la turbine éolienne à vitesse variable où les enroulements statoriques de la génératrice sont connectés au réseau électrique à travers un système de conversion de puissance AC/DC/AC à grande échelle (Sánchez et al., 2008). Ce

type de configuration de SCEE peut être à entraînement direct ou connecté par l'intermédiaire d'une boîte de vitesse.

Les SCEE à entraînement direct sont plus préférables à ceux qui utilisent une boîte de vitesse. Les pertes mécaniques ainsi que l'entretien sont minimales. Cependant, la faible vitesse d'opération de ces SCEE nécessite des génératrices de grande taille, ce qui augmente le coût du pylône et de la fondation. Pour surmonter les problèmes liés à la grande taille de la GSRB et de son système d'excitation, il est nécessaire que ces SCEE à entraînement direct aient plus d'efficacité, une taille plus réduite et une densité de puissance plus élevée.

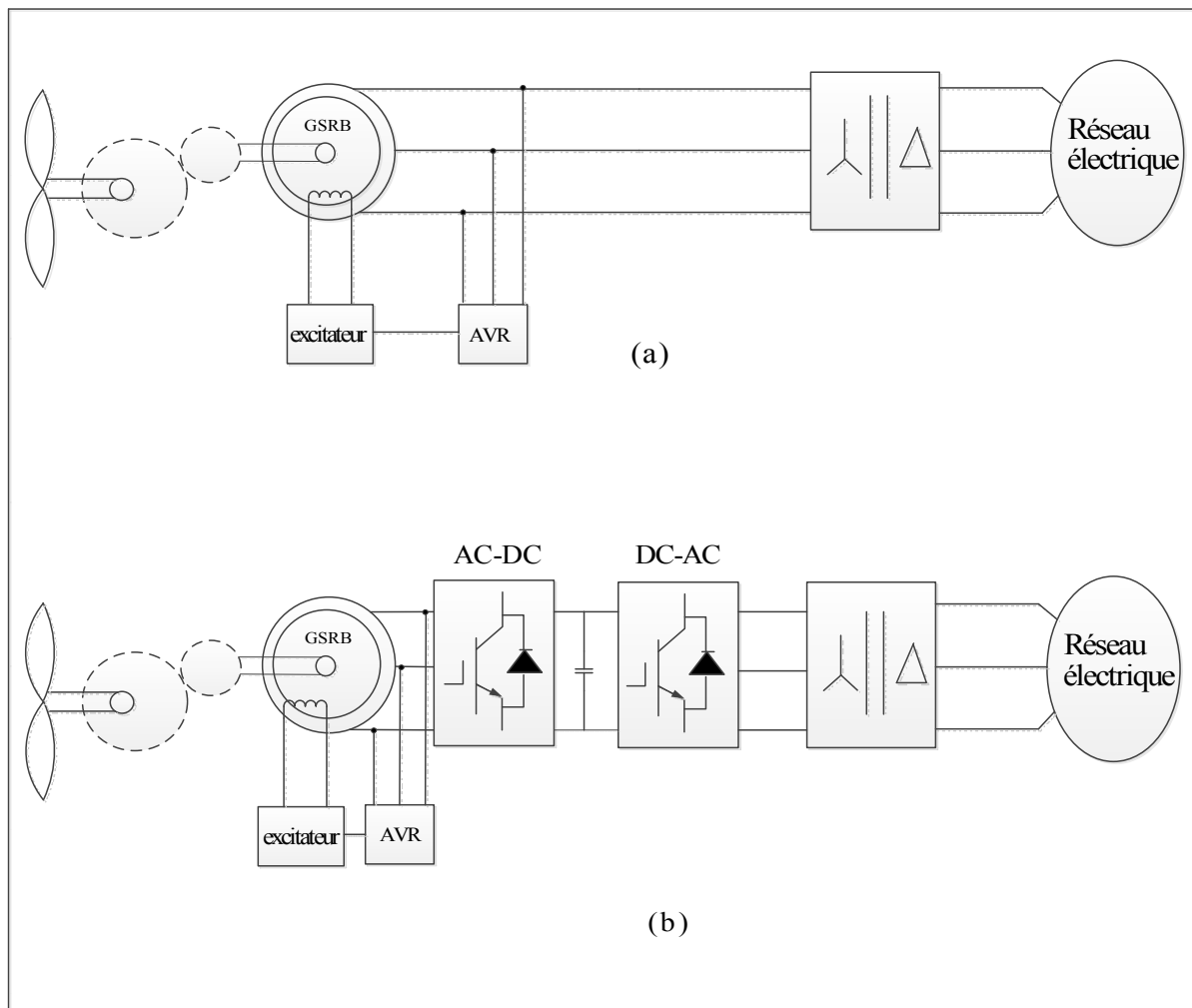


Figure 1.2 Configuration de SCEE à base de la GSRB
tirée et modifiée de Singh (2010a)

1.3.2 La génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) *PMSG*

L'excitation DC des enroulements rotoriques dans la génératrice synchrone à rotor bobiné peut être fournie par un aimant permanent. L'utilisation d'un aimant permanent sur le rotor élimine les pertes de cuivre sur les enroulements du rotor ainsi que sur ses autres composantes connexes. Cela rend la GSAP plus efficace avec une taille réduite et une densité de puissance plus élevée par rapport à la GSRB de même puissance nominale (Bianchi et Lorenzoni, 1996).

Le principal inconvénient de la GSAP est le coût très élevé des aimants et la variation de ses caractéristiques magnétiques avec le temps. De plus, en raison de l'excitation magnétique fixe, la tension de sortie de la GSAP varie avec la variation de sa vitesse (tension pas réglable). Pratiquement, il est souhaitable que la régulation de la tension de la génératrice doive être minimisée. Ceci peut être réalisé par l'utilisation de condensateur de compensation ou par la conversion de la puissance électrique. Tze Fun et Lei (2007) ont fourni une étude détaillée sur les différents types de la GSAP utilisée dans la production distribuée.

Dans les applications éoliennes, on utilise généralement des charges commutées avec un condensateur fixe en parallèle afin d'adapter la charge avec les caractéristiques de la turbine et de la génératrice. L'avancement de la science de matériaux magnétiques peut réduire le coût de l'aimant permanent et améliorer ses caractéristiques dans un avenir proche. Récemment, les concepteurs de SCEE à base de GSAP ont commencé à changer leurs prototypes dans les grands projet à pleine échelle. Les principales configurations de SCEE à base de la GSAP sont présentées à la figure 1.3 où le système de conversion AC/DC/AC à pleine échelle de puissance est utilisé afin de convertir la fréquence variable à une fréquence compatible au réseau électrique.

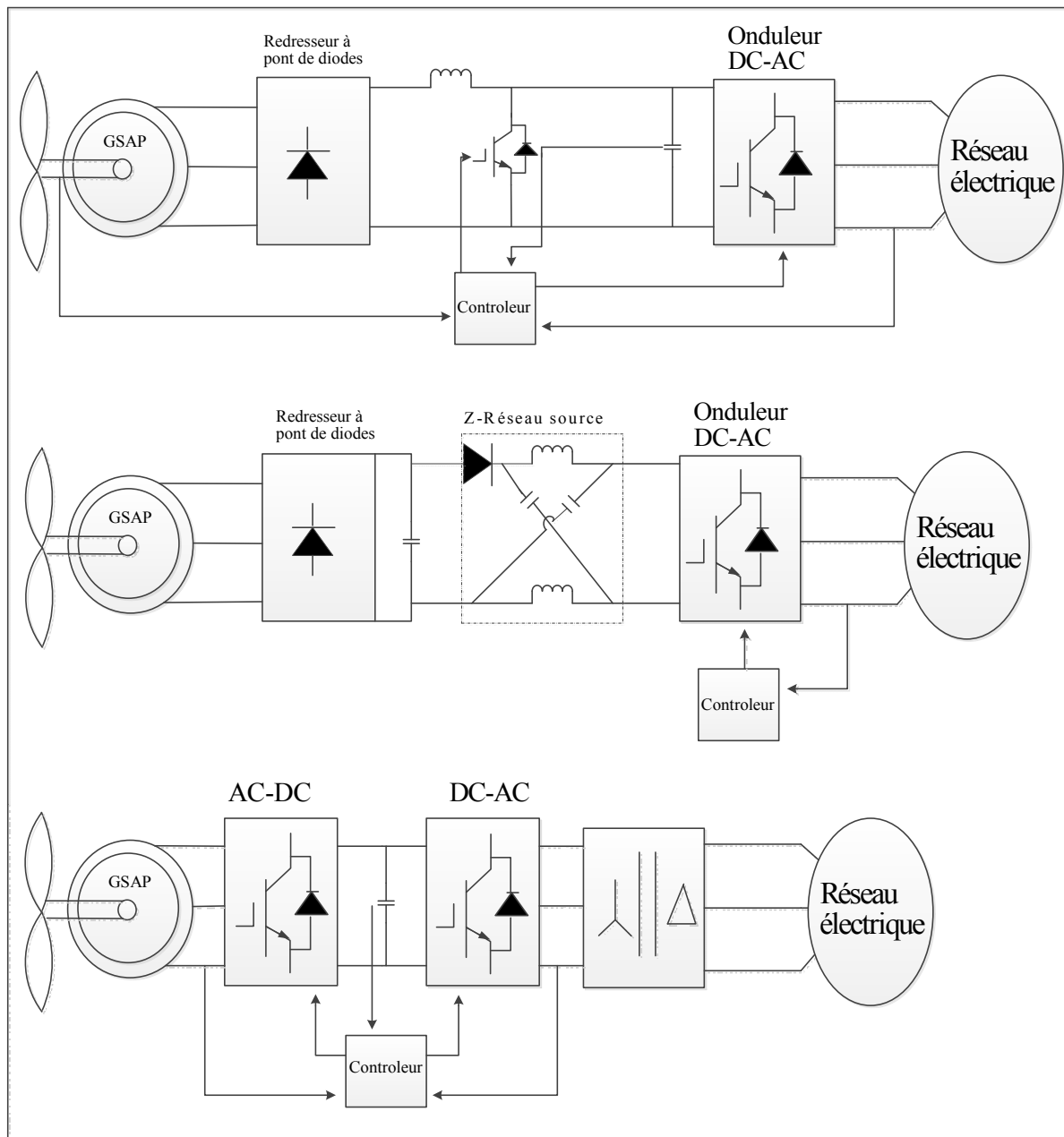


Figure 1.3 Configurations de SCEE à base de la GSAP
tirée et modifiée de Singh (2010a)

1.4 Les SCEE à base des génératrices asynchrones

Les génératrices asynchrones appelées aussi génératrices à induction sont souvent utilisées dans les applications éoliennes en raison de leur faible coût, leur fiabilité et leur résistance. Elles conviennent aux systèmes de moyenne puissance. La vitesse de la génératrice est

déterminée par la fréquence du réseau et peut varier dans un très petit intervalle au-dessus de la vitesse synchrone. Le principal inconvénient d'un tel système est qu'il extrait une grande quantité de courant réactif de réseau électrique et rend donc nécessaire la compensation de la puissance réactive (CPR) au point commun de couplage (PCC) (Elnashar et al., 2008; Lee et al., 2009). De plus en raison de fonctionnement à vitesse fixe, il n'est pas possible de suivre le point de puissance maximale.

Les génératrices asynchrones les plus utilisées et connues sont la génératrice à induction à cage d'écureuil (GIAC) *SCIG*, la génératrice asynchrone à rotor bobiné (GARB) *WRIG* et la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) *DFIG*.

Grâce à sa conception simple et robuste ainsi qu'à l'entretien gratuit de ses balais, la GIAC a été beaucoup utilisée dans le stade précoce de développement de la technologie des turbines éoliennes. Elle est principalement utilisée dans les applications à vitesse fixe où elle est connectée au réseau électrique via un démarreur progressif.

Une version améliorée de la GIAC est utilisée par Sulzon et Siemens où le stator est constitué de plusieurs enroulements avec un nombre de pôles différents. Ainsi, le système peut être opéré à différentes vitesses en changeant le nombre de pôles (Ragheb et Ragheb, 2010; Singh, 2010b).

Un SC EE à base d'une GIAC typique est présenté à la figure 1.4.a

La GIAC est utilisée avec des turbines éoliennes à vitesse variable à travers un système de conversion à pleine échelle comme présenté à la figure 1.4.b (Agarwal et al., 2010).

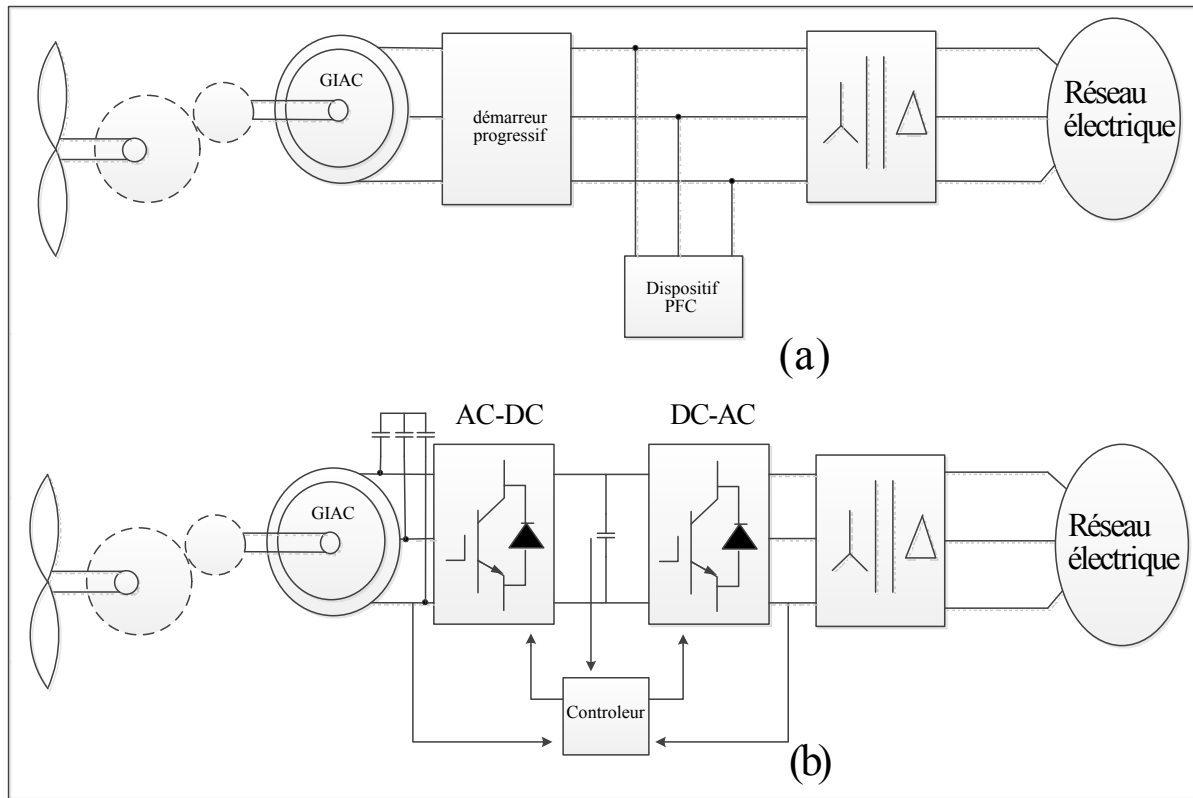


Figure 1.4 Configuration de SCEE à base de GIAC
tirée et modifiée de Singh (2010a)

Certains fabricants d'éoliennes utilisent également la GARB où la génératrice est contrôlée en variant la résistance externe du rotor par le biais d'un convertisseur de puissance (Kinjo, Wallace et Von Jouanne, 2004). Avec ce type de configuration, la vitesse de la génératrice peut être variée jusqu'à 30 % autour de la vitesse de synchronisme. Cependant, une sorte de dissipation de puissance aura lieu à travers la résistance externe du rotor sous forme de chaleur. Vestas et Suzlon utilisent le même genre de technologie sous leurs noms commerciaux respectivement Optispeed et Macroslip (Ragheb et Ragheb, 2010). Le schéma de principe de ce type de topologie est présenté à la figure 1.5.

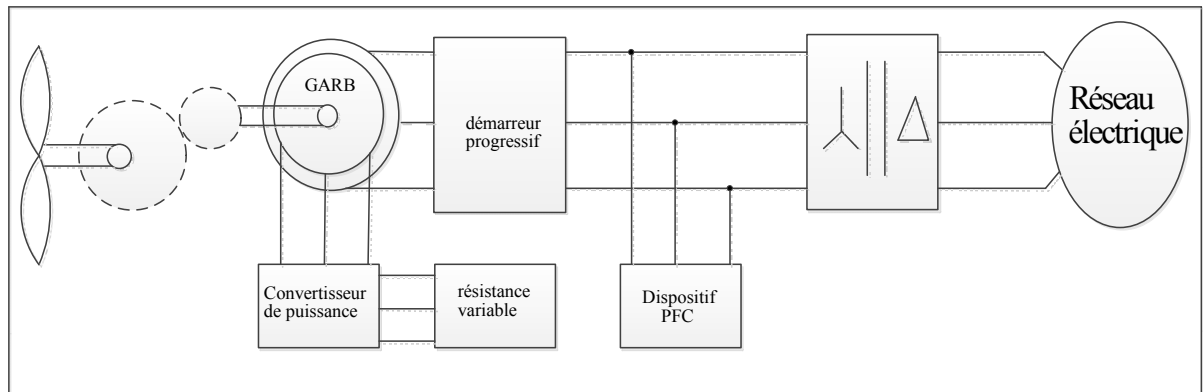


Figure 1.5 Configuration de SCEE à base de la GARB
tirée et modifiée de Singh (2010a)

L'autre configuration connue où le rotor de la GARB est connecté au réseau à travers le système de conversion AC/DC/AC est connue sous le nom de la GADA (Bennani, 2011).

La topologie de la GADA a un avantage en ce qui concerne le contrôle de la résistance variable du rotor par rapport à la GARB en termes d'amélioration de contrôlabilité et d'efficacité. Les convertisseurs sont conçus pour conduire la puissance jusqu'à 30 % de la puissance nominale de la génératrice et donc la vitesse peut varier jusqu'à 30 % autour de la vitesse de synchronisme. Ce type de topologie favorise l'utilisation de turbines à grande échelle de puissance allant jusqu'à MW (Muljadi et al., 2007b; Yazhou et al., 2006).

Cependant, elle nécessite un entretien régulier des bagues et des balais en carbone. La commutation fréquentielle de l'onduleur cause l'accumulation d'une charge dans les capacités parasites entre le stator et le rotor. Cela développe davantage la tension à travers les roulements, ce qui les décharge et les endommagent (Garcia, Holmes et Lipo, 2006). De plus, tout type de fluctuation de la tension de réseau peut produire des oscillations sur la puissance de sortie du stator et sur la pulsation de couple du rotor (Lie et Yi, 2007; Wei, Harley et Venayagamoorthy, 2009). Ce type de machine est utilisé par Hydro-Québec et fourni par General Electric. Le schéma de principe de base de l'éolienne à GADA est présenté à la figure 1.6.

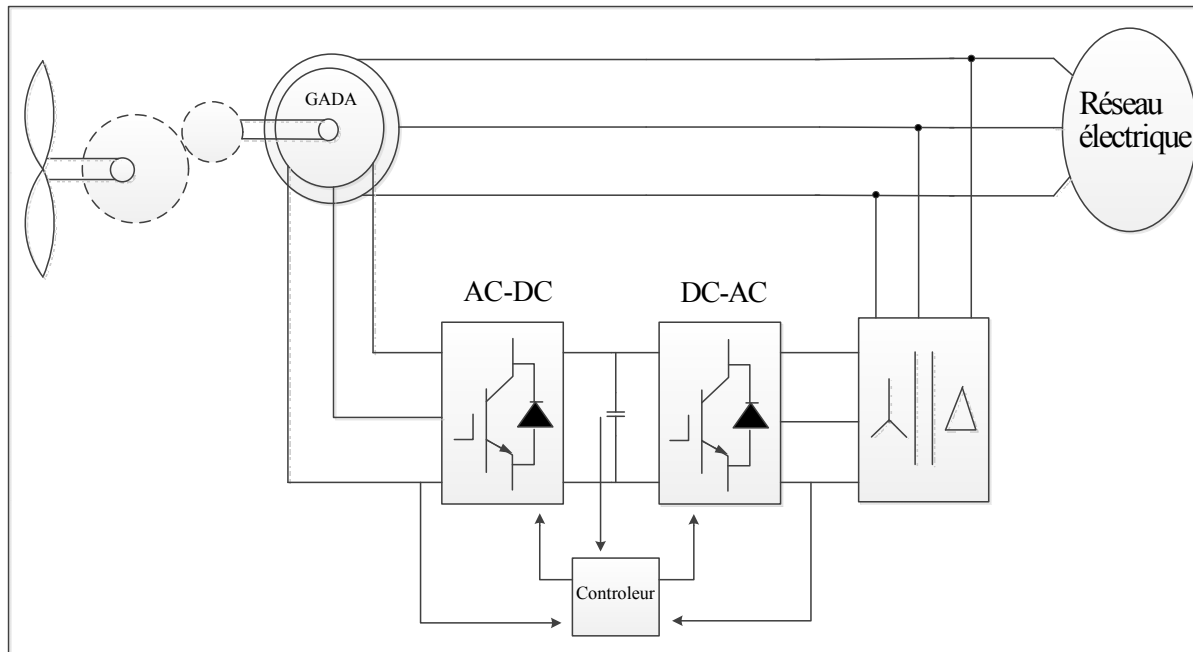


Figure 1.6 Configuration de SCEE à base de la GADA
tirée et modifiée de Singh (2010a)

1.5 Comparaison des génératrices utilisées dans les SCEE

Les SCEE constituent une technologie principale de production d'électricité qui est largement sous-exploitée. La technologie éolienne a fait une progression importante par rapport aux prototypes utilisés il y a 30 ans (Chen et Blaabjerg, 2006; Li et Chen, 2008a).

Les principales différences dans la technologie des SCEE sont dans la conception et la commande électrique. À l'heure actuelle, trois types de SCEE sont généralement utilisés pour les grandes éoliennes existantes (Li et Chen, 2008a).

Le premier est un SCEE à vitesse fixe qui fonctionne seulement dans une plage étroite autour de la vitesse de synchronisme et qui est directement connecté au réseau électrique. Ce SCEE est équipé d'une GIAC, d'une boîte de vitesse multiple, d'un démarreur et d'une batterie de condensateurs. Présentement, la GIAC à vitesse fixe est utilisée efficacement dans plusieurs SCEE en raison de sa robustesse, sa simplicité, sa facilité et son faible coût de fabrication et d'entretien. Cependant, ce système présente des inconvénients tels que la fatigue et le stress mécanique, son incapacité à optimiser l'efficacité aérodynamique et l'exigence d'une grande

boite de vitesse. De plus, aucune tension supplémentaire n'est fournie au réseau (Datta et Ranganathan, 2002; Mittal, Sandhu et Jain, 2010).

Le deuxième SCEE à vitesse variable est un système qui permet de fonctionner sur une plus grande plage de vitesse, mais qui reste encore limitée. Ce type de SCEE utilise une GADA. Les enroulements statoriques de la génératrice sont connectés directement au réseau électrique alors que les enroulements rotoriques sont connectés au moyen d'un convertisseur bidirectionnel à échelle de pénétration partielle de puissance. Une boîte de vitesse à plusieurs étages est nécessaire dans ce système. Ce type de système offre une grande contrôlabilité et une connexion plus lisse au réseau électrique. Il offre aussi une extraction de puissance maximale et une compensation de la puissance réactive utilisant des convertisseurs bidirectionnels parcourus seulement par 30 % de la puissance nominale de la génératrice (Singh, 2010a).

Le troisième SCEE est aussi un système à vitesse variable, mais il utilise des convertisseurs de puissance à pleine échelle. Il peut être équipé d'une génératrice asynchrone à cage d'écureuil ou d'une génératrice synchrone. Cette dernière peut être soit une génératrice synchrone à excitation électrique ou une génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP). Avec la GSAP, la boîte de vitesse peut être éliminée et la génératrice doit avoir un plus grand nombre de paires de pôles afin d'obtenir une plus grande efficacité. Cependant, ce SCEE peut présenter des problèmes pendant le démarrage, au niveau de la synchronisation ou de la régulation de tension (Mittal, Sandhu et Jain, 2010; Munteanu et al., 2008).

Les SCEE à vitesse variable sont largement discutés dans la littérature. Polinder et al (2005) présentent une étude comparative de 5 différents SCEE y compris ceux utilisant la GADA et la GSAP. La GADA avec une boîte de vitesse à 3 étages a été choisie comme étant la solution la plus la moins chère avec une utilisation de composants standards. Ceci explique son utilisation commerciale massive. Toutefois, les pertes dans la boîte de vitesse sont énormes. En comparaison avec les différents SCEE qui demandent une boîte de vitesse, Le SCEE utilisant la GSAP est le plus cher, mais il est considéré comme étant une bonne solution en raison de sa grande efficacité et son usure minime. La modélisation et la simulation complète de SCEE à base de GADA et connecté au réseau électrique, sont faites

en utilisant l'approche dynamique vectorielle (Polinder et al., 2005; Polinder et al., 2006). Deux convertisseurs de puissance en source de tension et commandés en MLI sont utilisés dans cette configuration. Le convertisseur du côté rotor contrôle l'excitation et le convertisseur du côté réseau contrôle le flux de puissance. Les systèmes de contrôle de SCEE à base de GSAP sont présentés dans (Chinchilla, Arnaltes et Burgos, 2006; Rolan et al., 2009).

Ahuja et al., (2011) ont comparé deux SCEE, l'un à base de GADA avec des convertisseurs de puissance à échelle de pénétration partielle et l'autre à base de GSAP avec des convertisseurs de puissance à pleine échelle. Les convertisseurs ont été contrôlés sur la base de la stratégie vectorielle pour exploiter la puissance maximale disponible du vent. Le contrôle bidirectionnel de flux de puissance dans la GADA a été obtenu en insérant une paire de convertisseurs connectés en source de tension avec une cote de 50 % de celle de la génératrice. Le contrôle bidirectionnel de flux de puissance dans la GSAP a été obtenu en insérant une paire de convertisseurs connectés en source de tension avec une cote de 120 % de celle de la génératrice.

Les performances des deux SCEE à base de la GADA et de la GSAP ont été comparées en fonction de la qualité de puissance au point de l'interface réseau, de la gamme de vitesse du vent gérable par le système, de la quantité d'énergie exploitée et de la cote de conversion. La simulation est faite avec des génératrices de même puissance. Il est montré que la GADA est capable de fournir plus de puissance à des vitesses de vents réduites alors que la puissance délivrée par la GSAP est plus grande aux vitesses de vent élevées. Il a été observé, à partir des simulations que la GADA est capable de générer de l'électricité pour des vitesses de vent inférieures à 6.5 m/s. Cela peut être expliqué par la possibilité de fournir de la puissance active au réseau par le stator et le rotor en même temps. À des vitesses de vent supérieures à 9 m/s, la GSAP prend le relais. Elle est capable de fournir plus de puissance que la GADA en raison de sa grande efficacité (pertes intrinsèquement faibles). Il est observé que la GADA peut gérer la plus grande gamme de vitesse de vent et elle constitue la solution la plus efficace pour les sites à faible vitesse de vent. La qualité d'énergie est comparée par une mesure de THD total des tensions et des courants délivrés au réseau. l'analyse démontre que la qualité d'énergie fournie par le SCEE à base de GADA est meilleure que celle de SCEE

utilisant la GSAP (Ahuja, Bhuvaneswari et Balasubramanian, 2011). Ceci peut être attribué au fait que le stator de la GADA est directement lié au réseau électrique, et que les convertisseurs de puissance (qui distordent le courant et la tension) connectés du côté rotor affectent seulement une petite portion de la production totale.

1.6 Intérêt porté à la GADA *DFIG*

Mis à part la maintenance et le bruit du multiplicateur de vitesse, la GADA paraît la plus intéressante, car elle pose moins de problèmes que les autres machines (Sow, 2012).

En effet, la GADA présente des avantages intéressants dans le cadre de fonctionnement à vitesse variable. Ce fonctionnement favorise une augmentation de la capacité de production de la machine de 5 à 15 % par rapport au fonctionnement à vitesse fixe (Pao et Johnson, 2011).

La connexion directe des machines asynchrones au réseau impose que sa vitesse de rotation reste constante et proche de la vitesse de synchronisme. Ceci entraîne une efficacité réduite quand la vitesse de vent est élevée. Dans le cas de la GADA, l'introduction des convertisseurs de puissance entre le rotor et le réseau permet un découplage entre la fréquence du réseau électrique et la vitesse de rotation de la machine, ce qui permet de fonctionner à vitesse variable (Defontaines, 2012).

La GADA peut être utilisée dans des applications bien spécifiques à vitesse variable et à fréquence constante comme dans les systèmes de génération de l'énergie électrique à partir des puissances éoliennes et hydrauliques ainsi que dans les applications aérospatiales et navales (Fenni, 2013). Les avantages offerts par la MADA par rapport à la machine asynchrone et synchrone favorisent le choix de la génératrice à utiliser dans ce projet de maîtrise.

1.7 Les problèmes de l'interconnexion de l'éolien au réseau électrique

La restructuration de l'industrie de l'électricité a un impact significatif sur le processus d'interconnexion de l'énergie éolienne. Dans les années 1980, les besoins d'interconnexion

des projets éoliens ont été négociés projet par projet entre l'utilitaire et le promoteur du projet. Les faibles taux de pénétration représentés par ces premiers développements peuvent créer des problèmes de transmission dans la zone locale, mais ils n'ont aucune incidence sur les services publics ou sur la fiabilité régionale.(Singh, 2010a). Aujourd'hui, les accords bilatéraux entre les services publics et les développeurs sont remplacés par des processus standardisés mis en place sous la juridiction centrale d'électricité régissant les organismes de différents pays selon leurs propres normes.

Cette tendance vers des processus d'interconnexion normalisés ne concerne pas seulement l'Amérique du Nord, mais aussi, la majeure partie du monde développé. L'évolution des normes nationales d'interconnexion, également appelées codes de réseaux électrique, a fait ses débuts en Europe. Si le travail sur les normes d'interconnexion n'a commencé que vers la fin des années 1990, les premiers résultats (normes) ont été publiés par les gestionnaires de réseau de transport GRT de l'Allemagne. L'Allemagne a été rapidement suivi par l'Espagne et le Danemark entre 2004 et 2005. Il s'agissait d'importants développements dans ces trois pays représentant respectivement le premier, deuxième et quatrième plus gros marché éolien dans le monde. Bien que le démarrage de développement de l'énergie éolienne en Amérique de nord fût plus lent qu'en Europe, les concepteurs de SCEEs sont aussi tenus de respecter ces normes rigoureuses d'interconnexion du réseau et les défis de transmission demeurent les mêmes.

Les codes de réseaux demandent principalement que les éoliennes aient la capacité de maintien de creux de tension et une capacité de compensation de l'énergie réactive (Engelhardt et al., 2011). La première spécification vise à améliorer la stabilité transitoire dans un système d'alimentation avec une forte pénétration de l'énergie éolienne, tandis que la deuxième spécification vise à soutenir la régulation de la tension dans un tel système (Engelhardt et al., 2011). Une autre condition essentielle pour l'interconnexion de l'énergie éolienne est que le facteur de puissance à la PCC doit rester compris entre 0,95 capacitif et 0,95 inductif (Guerrero, 2012). La raison de cette décision est que la capacité de compensation de la puissance réactive pour une centrale éolienne a un coût supplémentaire significatif par rapport aux unités conventionnelles qui possèdent une capacité inhérente de compensation de la puissance réactive (Guerrero, 2012). La plupart de ces normes ont

certains problèmes communs qui seront discutés un par un dans la section suivante (Singh, 2010a).

1.7.1 Contrôle de la tension

La plupart des systèmes modernes de conversion de l'énergie éolienne ont une certaine capacité à contrôler la tension et le facteur de puissance aux bornes de la machine. Cependant, même si le facteur de puissance et la tension en sortie sont maintenus constants, la consommation de la puissance réactive du parc éolien dans son ensemble continue de varier en raison de pertes réactives sur le système de collecte. L'augmentation des pertes réactives ne peut être facilement compensée par les éoliennes. Ainsi, la consommation d'énergie réactive du parc éolien augmente généralement avec le pouvoir réel de sortie à moins que les équipements auxiliaires de soutien réactif soient installés (Varma, Auddy et Semsedini, 2008; Zobaa et Jovanovic, 2006).

En l'absence de la CPR appropriée, il peut y avoir des variations importantes de tension sur le système de l'utilitaire, ce qui peut entraîner de graves dommages aux équipements chers du réseau de transport. Cela signifie que le parc éolien doit maintenir une tension de transmission raisonnablement constante, même pour les variations de la production en mégawatts. Certaines des normes internationales exigent que le parc éolien soit alimenté avec un facteur de puissance égal à .95 (Muljadi et al., 2007a).

Afin de se protéger contre la dégradation de stabilité du système d'alimentation, les utilitaires (le service public) exigent souvent que l'ajout des parcs éoliens ne doive pas dégrader la stabilité du système ni entraîner des violations des critères de stabilité. Dans ces cas, les simulations logicielles doivent être exécutées pour déterminer l'influence de l'éolien sur le système (Ha et Saha, 2004). Si la stabilité du système est modifiée par l'ajout et l'installation des parcs éoliens, il est nécessaire d'ajouter des équipements auxiliaires pour résoudre le problème (Singh, 2010a).

1.7.2 Contrôle de la fréquence

Le fonctionnement stable du système électrique interconnecté dépend d'une correspondance instantanée entre la charge et la génération. La fréquence du système est un indicateur essentiel de cet équilibre de fonctionnement. Lorsque la charge électrique sur un générateur synchrone dépasse la puissance mécanique, le générateur commence à ralentir et l'énergie cinétique extraite de l'inertie de rotation de la machine est convertie en énergie électrique. La diminution de la vitesse de l'arbre correspond à une diminution de la fréquence dans un générateur synchrone. Inversement, lorsque la puissance fournie par une génératrice à entraînement dépasse la demande d'électricité, le système générateur mécanique va s'accélérer. L'entrée en excès est stockée sous forme d'énergie de rotation avec une fréquence correspondante plus grande. Ce type de variation continue en puissance mécanique d'entrée du SCEE est assez fréquent puisque la puissance mécanique d'entrée de la turbine éolienne dépend de la vitesse du vent. Il est vraiment difficile de maintenir une fréquence constante dans les différentes conditions de vent et surtout dans le cas des générateurs à vitesse variable à entraînement direct (Sun et al., 2009).

Toutefois, tant que l'énergie éolienne couvre seulement un petit pourcentage de la charge totale, l'effet sur la fréquence peut dans la plupart des cas être négligé. Mais avec la vitesse à laquelle la production d'énergie éolienne est en croissance dans le monde entier, le niveau de pénétration de l'énergie éolienne ne peut pas être négligé. L'intégration de l'éolien dans les petits réseaux isolés peut avoir certainement un impact sur la fréquence du réseau, et donc c'est un sujet de vive inquiétude pour l'interconnexion de SCEE au réseau électrique (Muyeen et al., 2010).

1.7.3 Contrôle de la puissance active et réactive

Le parc éolien doit être en mesure de minimiser les variations de la tension du système de transmission, ce qui permet donc de réduire tout impact négatif du parc éolien sur le rendement de tension du réseau de transmission. Les exigences spécifiques de contrôle de la tension nécessitent un équipement spécial de soutien réactif capable de mesurer la tension. Ce niveau de contrôle est souvent au-delà de ce qui peut être fourni individuellement par les

éoliennes. La capacité d'une éolienne à survivre à une chute de tension transitoire sans déclenchement est souvent dénommée la capacité de maintien d'alimentation en creux de tension *LVRT*. La capacité LVRT est une partie importante de l'interconnexion de la ferme éolienne au réseau électrique. Si le parc éolien décroche lorsque la tension descend en raison d'un défaut sur une ligne électrique à proximité, cette défaillance peut entraîner la perte de deux composants majeurs du système, c.-à-d., la ligne et le parc éolien. Cela violerait les exigences importantes du code de réseau électrique d'Hydro-Québec (Bernard, Beaulieu et Trudel, 2005) et de la norme de la NERC (Reliability standard TPL-002-0). LVRT n'est que l'autre projet principal de l'ordre de la FERC 661 — A. Ce dernier code exige essentiellement que le parc éolien doive rester en service pendant n'importe quel défaut triphasé (lorsque les trois phases d'un circuit de puissance entrent en contact avec le sol ou entre eux), ce qui est normalement autorisé tant que la compensation de ce défaut ne sépare pas électriquement le parc éolien du système de transmission et que le défaut ne diminue pas la tension au-dessous de 0.15 pu au point de couplage commun PCC (15 % de la tension ordinaire) (Ackermann, 2005; Gupta, 2014).

L'ajout d'un grand parc éolien sur un système d'alimentation électrique peut modifier le flux de puissance du système. Dans certains cas, l'effet du parc éolien sur les flux de système peut causer certaines pannes et arrêts plus graves du système de transmission, et dans d'autres cas, entraîner une violation des exigences de stabilité de système.

Le travail présenté par Engelhardt et al (2011), Muljadi et al (2003) et Singh et Stergaard (2010) est basé sur le fait que la GADA a une capacité limitée de compensation de la puissance réactive. La limitation de la capacité de compensation de la puissance réactive de la GADA et la nécessité d'une compensation externe de la puissance réactive dynamique peut se manifester dans les applications qui ont pour but l'utilisation de la GADA dans des SCEE connectées au réseau de distribution électrique à faible distance et durant une panne (Li et Chia-Tien, 2011; Wei, Harley et Venayagamoorthy, 2009). L'objectif est de maintenir le parc éolien à base de la GADA en service au cours de la panne en offrant une compensation de puissance réactive dynamique contrôlée en supposant que pendant les périodes de défaut, les services publics tiendront immédiatement à débrancher le parc éolien lorsqu'il n'y a pas une source de compensation réactive externe. Avec la compensation de la

puissance réactive, la probabilité de déclenchement de plusieurs éoliennes dans un grand parc éolien durant les failles du réseau électrique serait inférieure tout en évitant d'influencer la stabilité globale de la tension du système électrique (Okedu et al., 2011; Wei, Harley et Venayagamoorthy, 2009). De nombreuses recherches et études ont été réalisées afin de maintenir le parc éolien à base de la GADA en service durant une panne de réseau. La compensation de la puissance réactive dynamique à l'aide des dispositifs FACTS a été largement étudiée comme une solution importante pour atteindre un fonctionnement ininterrompu d'un parc éolien à base de la GADA durant des pannes de réseau (Li et Chia-Tien, 2011; Wei, Harley et Venayagamoorthy, 2009).

Le compensateur synchrone (STATCOM) et le compensateur statique de puissance réactive (SVC) sont les deux options disponibles pour fournir une compensation de puissance réactive contrôlée. Cependant, l'objectif de Wei et al (2009) et Li et Chia (2011) est d'étudier le comportement de la GADA avec le STATCOM pour le soutien de tension lors de défauts de réseau. Une étude comparative de l'application de STATCOM et de SVC pour améliorer la capacité d'un parc éolien (équipé de GADA) lors des défauts de réseau n'a pas été rapportée dans la littérature, en particulier en ce qui concerne les aspects économiques de chaque application. Aucune comparaison n'a pas été trouvée dans la littérature concernant l'utilisation de SVC et STATCOM pour fournir une régulation de la tension de parc éolien à base de GADA pour différentes conditions de défaut.

1.7.4 Exigences strictes sur la qualité de la puissance

L'une des principales questions abordées dans toutes les normes internationales en matière de systèmes connectés au réseau électrique est la qualité de l'énergie distribuée (Enslin et Heskes, 2004). Selon les normes dans ce domaine, le courant injecté dans le réseau ne doit pas avoir une distorsion harmonique totale de plus de 5 % (Andersen, 2004). En outre, la plupart des normes font pression pour que les énergies renouvelables demeurent connectées au réseau pour certains défauts ou déséquilibres dans les tensions d'alimentation. Certains défauts ont tendance à créer un déséquilibre de tension dans le réseau. La variation continue de la charge peut également créer des creux de tension. En plus de déséquilibre de tension,

les harmoniques et la fluctuation rapide de la tension présents dans le réseau électrique sont également des problèmes majeurs de la qualité de l'énergie (Singh, 2010a).

1.7.4.1 Les harmoniques

Les harmoniques de tension sont des distorsions périodiques de la tension d'alimentation qui peuvent provoquer une surchauffe des équipements tels que les transformateurs et les moteurs, ainsi que perturber le fonctionnement des appareils électroniques sensibles qui ont été conçus pour fonctionner à partir d'une source sinusoïdale. Les harmoniques de tension résultent de l'écoulement des courants harmoniques générés par des charges non linéaires ou des générateurs à travers l'impédance de la source à l'emplacement de l'appareil non linéaire. Les appareils électriques (onduleurs, redresseurs, convertisseurs) sont souvent associés à des distorsions du courant, mais il faut savoir aussi que les équipements omniprésents du système d'alimentation tel que les transformateurs et les machines tournantes (moteurs et générateurs) sont également des sources de courants harmoniques, particulièrement lorsqu'elles sont conçues et exploitées près de la saturation magnétique (Singh, 2010a).

1.7.4.2 La fluctuation de la tension

La fluctuation de la tension est un affaissement momentané ou gonflement de la tension de la ligne, soit périodique ou non périodique, qui se traduit par des fluctuations sensibles de l'intensité de la lumière de lampes alimentées par une source de tension variable dans le temps. Il existe trois sources potentielles de la fluctuation de la tension associée à des éoliennes, comme indiqué à la figure 1.7. La première est due aux fluctuations de tension qui peuvent se produire comme résultat direct de fluctuations de puissance de l'éolienne en fonctionnement normal pour des vents turbulents. Une deuxième source de fluctuation est la chute de tension résultant de l'appel de courant de magnétisation qui se produit lorsque le générateur est relié électriquement au réseau électrique. Lorsque cette connexion est établie à pleine tension grâce à un contacteur ou disjoncteur, le courant d'appel est souvent beaucoup plus grand que la pleine charge actuelle du générateur et peut durer pendant plusieurs cycles de ligne, assez pour être perceptible par l'œil humain. Cet effet est amplifié lorsque de

nombreuses machines de contrôle des centrales éoliennes sont traduites simultanément sur la ligne (Singh, 2010a).

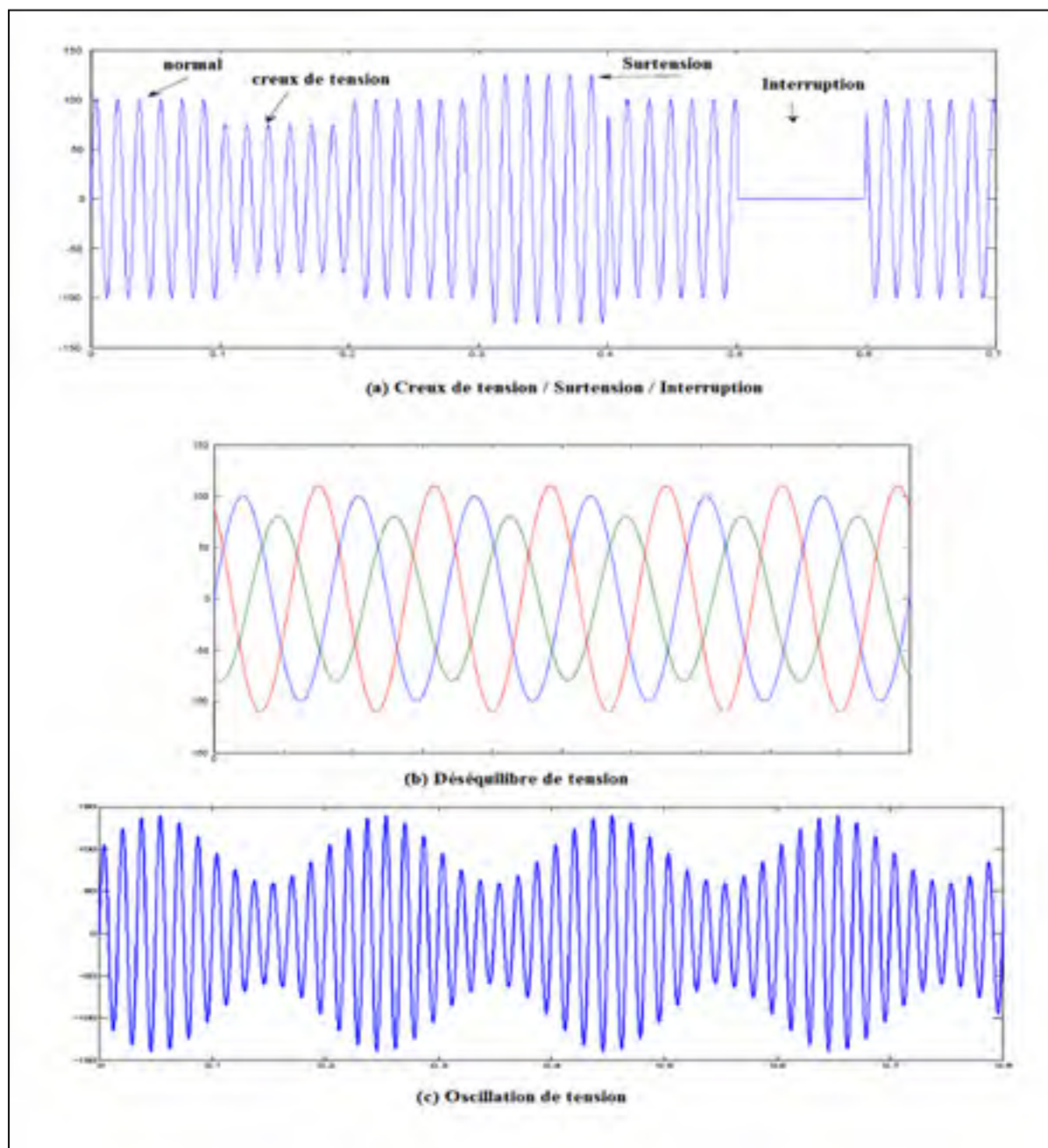


Figure 1.7 Différents types des évènements de tensions
tirée et modifiée de Singh (2010a)

1.8 Problématique

La production d'énergie éolienne a connu un taux de croissance annuel de plus de 30 % dans la dernière décennie. Récemment, les SCEE à base de GADA à vitesse variable sont devenus de plus en plus attirants par rapport au SCEE à vitesse fixe (Li et Chen, 2008a).

Dans le système de production à vitesse variable, l'éolienne peut être exploitée à des points de fonctionnement de puissance maximale sur une large plage de vitesse en réglant la vitesse de l'arbre de la turbine de façon optimale. De plus, la génératrice peut être alimentée par deux sources de tensions triphasées différentes (réseau ou convertisseur). L'appellation génératrice à double alimentation vient de la configuration largement connue et utilisée dans les SCEE à vitesse variable où la puissance générée traverse le système de conversion AC/DC/AC avant d'atteindre le réseau de distribution électrique. Pour ce faire, deux convertisseurs de puissance bidirectionnels en courant (convertisseur de tension MLI) sont associés à la MADA. Le premier convertisseur assurant la conversion AC/DC est directement lié au rotor de la machine, d'où son appellation convertisseur du côté rotor CCR. Le deuxième convertisseur assurant la conversion DC/AC est connecté au réseau électrique d'où son nom convertisseur du côté grille CCG (Bennani, 2011).

L'originalité de SCEE à base de GADA est que ses convertisseurs de puissance utilisés pour redresser et onduler les courants alternatifs rotoriques sont dimensionnés pour faire passer une faible partie de la puissance électrique d'environ 30 % de la puissance nominale de la génératrice. Conséquemment, les pertes par commutation, la taille des composants utilisés dans le SCEE à MADA tels que les filtres passifs, le coût de fabrication des convertisseurs et des filtres seront tous réduits (Tremblay, 2009). Ces convertisseurs de puissance sont commandés à l'aide d'algorithmes numériques afin d'assurer un contrôle précis et adéquat en temps réel. (Tremblay, Atayde et Chandra, 2011).

Le défi est d'une part de maintenir l'éolienne connectée au réseau et d'autre part d'empêcher l'endommagement des convertisseurs de puissance en cas d'une détérioration sur le réseau, ce qui encourage les opérateurs des réseaux électriques à continuer à améliorer la stabilité et la fiabilité de leur réseau. Dernièrement, les grands fabricants d'éoliennes ont proposé des dispositifs qui permettent à l'éolienne de maintenir sa connexion au réseau électrique en cas

d'un défaut pour une durée de quelques dizaines de millisecondes (Piwko et al., 2005). La tendance de recherche au sujet de la MADA est ainsi orientée au sujet de son intégration et son interaction avec le réseau électrique.

Cependant, comme l'interconnexion de systèmes éoliens au réseau électrique implique un fonctionnement bidirectionnel des réseaux, la qualité d'énergie est ainsi un sujet de recherche de grande importance afin d'assurer la stabilité du réseau et le bon fonctionnement des composants de SCEEs. Ceci est encore plus critique dans le contexte où des charges non linéaires sont connectés au réseau électrique (Tremblay, 2009). Partant de ces constats, l'idée de projet est ainsi d'adoucir les problèmes liés à la qualité d'énergie tout en assurant une meilleure exécution de la GADA. Les problèmes liés à la qualité d'énergie sont de plus en plus remarquables dans les applications qui ont pour but d'intégrer l'énergie éolienne au réseau électrique et elles peuvent être très critiques en présence de charges non linéaires connectées au réseau électrique (Tremblay, 2009). Pour cela, le convertisseur du côté réseau électrique CCG est doté de nouvelles fonctionnalités innovatrices telles la compensation des harmoniques, le support en puissance réactive et le balancement des courants du réseau électrique en présence d'une charge triphasée non linéaire équilibrée, puis déséquilibrée. En même temps, le rendement énergétique de la chaîne de conversion éolienne doit être amélioré en faisant extraire le MPPT. La puissance réactive fournie au réseau doit être nulle, ce qui veut dire que le facteur de puissance est unitaire.

1.9 Les objectifs de contrôle de SCEE à base de la MADA

Les objectifs du système de contrôle de SCEE à base de MADA sont d'extraire la puissance active maximale de l'éolienne soit par le suivi du point de fonctionnement optimal de la turbine éolienne, soit par la limitation de la puissance mécanique de l'éolienne à chaque fois où elle est plus grande que la puissance nominale, et de contrôler en même temps la puissance réactive échangée avec le réseau électrique. Le contrôle global consiste à rendre la turbine éolienne responsable du contrôle de la puissance mécanique d'entrée et la MADA responsable du contrôle électrique de ses convertisseurs de puissance. Le contrôle de la

turbine éolienne consiste à optimiser la puissance extraite du vent ainsi qu'à protéger la turbine lors des grandes vitesses du vent (Li, 2012).

Le contrôle de l'angle d'inclinaison des pales est la technique de contrôle la plus utilisée afin de limiter la puissance extraite du vent au-dessous de la valeur nominale de fonctionnement et d'assurer le suivi du point de fonctionnement optimal de la puissance mécanique en changeant l'angle d'inclinaison des pales par action sur les actionneurs liés à eux (Sow, 2012).

Le contrôle de la MADA se compose ainsi de la commande électrique pour ses convertisseurs de puissance. La littérature récente est pleine d'algorithmes et des stratégies de contrôle de la MADA afin d'atteindre les objectifs énoncés précédemment (Li, 2012).

1.10 Méthode de contrôle de la MADA

Les SCEE's raccordés au réseau de distribution électrique et basés sur la technologie de la MADA ont encore de nombreux et d'importants défis à surmonter sur le chemin vers la haute pénétration tel que des problèmes affectant la stabilité du réseau électrique et la qualité de l'alimentation (Nunes et al., 2004; Tremblay, Chandra et Lagace, 2006), la capacité de maintien d'alimentation (faible tension, défauts de courant, déséquilibre de phase) (Dawei et al., 2006), le fonctionnement sans capteur et le MPPT (Shen et al., 2009).

Néanmoins, quel que soit le sujet de recherche adressé, il y a un point de départ commun : le contrôle de la machine elle-même. Plusieurs systèmes de contrôle ont été proposés dans la littérature : du contrôle de glissement simple et peu délicat jusqu'à la commande vectorielle complexe qui reste encore souple et précise (Blaschke, 1974; Pena, Clare et Asher, 1996), en passant par le contrôle par mode glissant, la logique floue et les méthodes de commandes directes de couple DTC (Arnalte, Burgos et Rodriguez-Amenedo, 2002; Habetler et al., 1992) et de puissance DTP (Datta et Ranganathan, 2001; Noguchi et al., 1998; Tremblay, Atayde et Chandra, 2009).

Aucune tentative claire n'est faite dans la littérature afin de présenter une comparaison (les résultats expérimentaux sont présentés de façon indépendante) sur des algorithmes de contrôle pour les SCEE à base de la GADA.

Cependant, le travail présenté dernièrement par Tremblay, Chandra et Atayde (2011) représente une trouvaille importante pour les ingénieurs et les chercheurs en matière d'indications précieuses sur les caractéristiques et les contraintes de mise en œuvre des stratégies de contrôle examinées. Les auteurs présentent une comparaison de trois stratégies différentes pour le contrôle de la MADA. Ils ont mis en œuvre dans un dispositif expérimental basé sur un processeur de signal numérique (DSP) 3 des approches de contrôle les plus répandues et les plus performantes, à savoir, la commande vectorielle, la commande directe de couple *DTC*, et la commande directe de la puissance *DPC*. Ils ont examiné ces 3 approches de contrôle en analysant et comparant leurs performances sur la base des simulations et des résultats expérimentaux. Les résultats de comparaison qualitative et quantitative obtenus sont susceptibles d'être d'un grand intérêt pour les chercheurs impliqués dans le domaine de SCEE à base de MADA.

Quelques remarques peuvent être faites concernant la justesse des résultats et de conditions spécifiques pour le travail expérimental ; les chercheurs affirment qu'aucune des stratégies d'amélioration supplémentaires n'a été employée sur une des approches de contrôle afin de ne pas compliquer les méthodes de contrôle étudiées. Chaque stratégie de contrôle a été appliqué de façon aussi simple que possible, de sorte que seuls les paramètres de contrôle de base devaient être affinés (par exemple, paramètres du régulateur PI pour la CV , bandes d'hystérésis et périodes d'échantillonnage pour la DPC et la DTC). La même configuration matérielle a été utilisée pour chaque stratégie de contrôle (même puissance de calcul, même signal de précision de mesure, même cote de convertisseur de puissance, etc.). L'ajustement des paramètres de contrôle a été réalisé à travers la théorie de contrôle de base et l'analyse des données à partir des essais d'expérimentation successive (c.-à-d., essai et erreur).

1.10.1 La commande vectorielle

Les auteurs ont présenté une partie des premiers résultats expérimentaux dans (Pena, Clare et Asher, 1996) qui démontre la viabilité de l'utilisation de la MADA dans un SCEE à vitesse variable. La configuration d'entraînement Scherbius proposée était en mesure d'effectuer une régulation indépendante de la puissance active et réactive sous la CV par l'intermédiaire d'un

convertisseur dos à dos. L'éolienne transmet la puissance mécanique pour la MADA par une boîte de vitesse calibrée selon la vitesse nominale de la turbine, le nombre de paires de pôles du générateur et la fréquence du réseau. La production d'électricité par le SCEE dépend de la vitesse du vent, de l'aérodynamique de la turbine et du point de fonctionnement de la machine. Le passage de la puissance de glissement, de et vers, le circuit du rotor est réalisée via un convertisseur dos-à-dos qui comprend un CCR qui contrôle la machine et un CCG pour la régulation de bus DC et le contrôle du facteur de puissance au point de couplage commun (PCC).

La GADA comporte deux séries d'enroulements triphasés qui affichent les inductances propres et mutuelles. Les inductances mutuelles changent tant que la machine tourne et l'angle entre les circuits du stator et du rotor varie avec le temps, ce qui conduit finalement à un modèle mathématique variant dans le temps de la machine. Cette dépendance angulaire dans le modèle de la MADA et les complexités associées peuvent être surmontées par la transformation de grandeurs triphasées abc à des grandeurs à deux axes $\alpha\beta$ (transformation de Clarke) et par la transformation des grandeurs à deux axes $\alpha\beta$ en deux composantes: une composante directe d et une composante en quadrature q (faisant référence à un référentiel en rotation synchrone).

1.10.2 La commande directe de couple DTC

Les techniques de contrôle direct profitent pleinement de la capacité de convertisseurs de puissance à commande numérique pour appliquer une tension spécifique dans les circuits de la machine pendant une très petite fraction du temps. La commande directe de couple, comme son nom l'indique, se pose sur la régulation directe du couple de la MADA. Le flux du stator est directement imposé par la tension du réseau. L'amplitude et l'angle du flux du rotor peuvent être entièrement contrôlés en appliquant des tensions appropriées au circuit du rotor au moyen de CCR. En fin de compte, le couple électrique et le flux de la MADA sont établis par le contrôle de l'angle entre le vecteur du flux statorique et le vecteur du flux rotorique (Tremblay, Atayde et Chandra, 2011).

1.10.3 La commande directe de puissance DPC

Le *DPC* hérite la plupart de son contexte théorique de la *DTC*. Dans la *DPC*, on exploite aussi la relation géométrique entre le flux statorique et le flux rotorique . Ce dernier peut être entièrement commandé par le CCR. Toutefois, pour la *DPC*, au lieu de contrôler directement le couple électrique et le flux rotorique, on contrôle l'effet de ces grandeurs sur la puissance active et réactive du stator. Ce subtil changement dans l'approche de contrôle a un impact significatif sur la robustesse et la simplicité de la stratégie *DPC* dont les principales caractéristiques sont : l'indépendance des paramètres de la machine, la réduction du nombre de grandeurs électriques à mesurer et l'inutilité de transformations du cadre de référence. Les trois approches de contrôle ont montré des performances remarquables en régime stables et transitoires. Les simulations, l'effort de mise en œuvre et le travail expérimental donnent des conclusions importantes sur les avantages et les inconvénients de chaque stratégie de contrôle. Les auteurs résument dans un tableau les résultats de la comparaison des performances qualitatives de chaque stratégie de contrôle (Tremblay, Atayde et Chandra, 2011).

Tableau 1.2 Comparaison entre 3 stratégies de contrôle tiré et modifié de Tremblay (2011)

Critères de performance	CV	DTC	DPC
Complexité de calcul	Élevée	Élevée	Basse
Dépendance de modèle de la machine	Élevée	Élevée	Basse
Contraintes sur le temps d'échantillonnage	Basses	Élevées	Élevées
Réponse transitoire	Moyenne	Moyenne	Élevée
Temps de stabilisation	Moyen	Bas	Bas

Présence des harmoniques	Basse	Moyenne	Moyenne
Contraintes d'instrumentation	Moyennes	Élevées	Élevées
Complexité globale d'implémentation	Élevée	Élevée	Moyenne
Robustesse	Élevée	Élevée	Moyenne
Stabilité de la MPPT	Élevée	Élevée	Basse

En ce sens, si les méthodes directes sont jusqu'à quatre fois plus rapides que la CV en réponse transitoire, la CV demeure une solution très précise en régime permanent. Elle impose des contraintes d'instrumentation inférieure et a le THD le plus bas (Tremblay, Atayde et Chandra, 2011).

Bien qu'il soit difficile d'évaluer incontestablement que la DPC ou la CV est la meilleure stratégie de contrôle pour les SCEE à base de MADA, il est clair à partir des résultats de simulation et d'expérimentation que la stratégie DTC, telle que présentée dans ce travail, a été dépassée par les deux autres stratégies. Il est reconnu que pour des variations plus complexes de ses techniques de contrôle, on pourra obtenir des résultats différents. Toutefois, comme indiqué précédemment, l'objectif des auteurs est de présenter et d'analyser les stratégies de contrôle dans ses plus simples formes possibles (Tremblay, Atayde et Chandra, 2011).

La littérature atteste que les éoliennes à MADA peuvent fournir le contrôle découplé de la puissance active et réactive du générateur, ce qui implique la production la plus efficace d'énergie, l'amélioration de la qualité de l'énergie et l'amélioration des performances dynamiques (Arbi et al., 2009; Lie et Cartwright, 2006; Lie et Yi, 2007).

Le contrôle de la MADA est plus compliqué que la commande d'une machine à induction standard. Afin de contrôler la MADA, le courant de rotor est commandé par un convertisseur de puissance dans le circuit du rotor (Arbi et al., 2009; Lie et Cartwright, 2006).

Une façon courante de contrôler le courant de rotor est d'utiliser la commande vectorielle à flux orienté. En effet, la commande vectorielle par orientation de flux appliquée à la machine asynchrone à rotor à cage d'écureuil, et malgré sa sensibilité aux variations des paramètres de la machine, demeure une solution attirante aussi dans les applications à vitesse variable pour la MADA. Cette commande permet d'obtenir des meilleures performances en offrant le découplage du flux et du couple ce qui aide à maîtriser les non-linéarités dans son modèle mathématique (Tremblay, 2009). Plusieurs programmes de commande vectorielle pour la MADA ont été proposés dans la littérature. Dans la technologie existante, l'orientation de flux statorique est couramment utilisée dans la conception et l'analyse des schémas de commande de la MADA dans lesquelles la position du flux statorique est estimée par le biais de mesure du vecteur de l'espace de flux statorique dans un repère de référence fixe ds-qs (Jacomini, Franca et Bim, 2009; Jeong-Ik, Young-Sin et Dong-Choon, 2006; Pena, Clare et Asher, 1996; Wei, 2009).

L'estimation de la position du flux statorique orienté à travers le contrôle vectoriel est intéressante du point de vue de la variation de paramètres, car la résistance de stator est le seul paramètre à l'étude (qui peut être compensé facilement) (Bose et Patel, 1998). Cette commande sera adaptée au contrôle de CCR.

Quant au CCG, il est utilisé afin de mitiger les problèmes liés à la qualité d'onde de réseau électrique. La solution qui consiste à doter le CCG de fonctionnalités innovatrices afin de compenser les courants harmoniques, la puissance réactive et le courant de déséquilibre dans le contexte où des charges non linéaires sont connectées au réseau électrique est une solution simple, efficace et de coût très compétitif par la réduction du nombre d'équipements de puissance requis. L'idée est d'ajuster et d'adapter la commande dans le repère biphasé en rotation synchrone d-q appliquée à la génératrice synchrone à aimant permanent lors des travaux de recherche de Singh (2010a) à notre SCEE à base de MADA.

1.11 Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter les avantages de la génératrice asynchrone à double alimentation par rapport aux autres génératrices utilisées dans les SCEEs *WECS* ainsi qu'à comprendre les problèmes de l'intégration de l'éolien au réseau électrique et les techniques adéquates de contrôle de la machine. Ce constat permet d'orienter le prochain chapitre : la Mise en évidence du SCEEs à MADA et la modélisation de ses composants.

CHAPITRE 2

SYSTÈME DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE À BASE DE MADA

2.1 Introduction

Le SCEE convertit l'énergie du vent en énergie mécanique utile par l'intermédiaire de la turbine éolienne qui est utilisée comme un moteur primaire pour alimenter la MADA.

Dans ce chapitre, les principales composantes de SCEE à base de la MADA sont examinées une par une. La description du système donne une brève idée sur le fonctionnement et le comportement opérationnel de chaque composant. En outre, la formulation mathématique de chaque composant est effectuée ce qui contribue à bien modéliser notre SCEE à base de la MADA.

2.2 SCEE à base de la MADA

Le SCEE se compose, essentiellement de deux grandes composantes : D'une part, la turbine et les contrôles associés, y compris la boîte de vitesses et d'autre part la génératrice électrique (GADA y compris les convertisseurs de puissance du côté rotor et du côté réseau et les contrôles associés), comme il est montré à la figure 2.1.

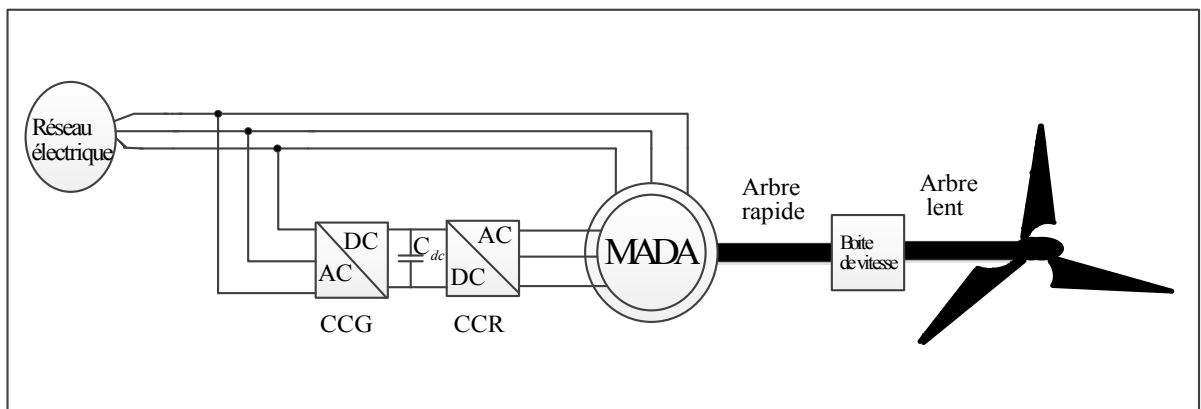


Figure 2.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique
tirée et modifiée de Defontaines (2012)

2.2.1 Conversion de l'énergie

Les éoliennes sont utilisées pour convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes. Dans une première partie, les pales de rotor permettent de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. En effet, la différence de pression entre deux faces d'une pale engendre une force aérodynamique qui met en mouvement l'arbre mécanique lent par cette transformation d'énergie (Defontaines, 2012). Finalement l'énergie mécanique est convertie en énergie électrique à l'aide de la génératrice. Cependant, la génératrice a besoin de tourner à grande vitesse (1000 à 2000 tr/min) pour générer de l'électricité alors que l'éolienne tourne lentement à des vitesses comprises entre 5 et 15 tr/min en moyenne (Defontaines, 2012). C'est ici qu'intervient le rôle de multiplicateur afin d'accélérer le mouvement lent des pales.

2.2.2 Détermination de la quantité d'énergie offerte par le vent

Pour déterminer l'efficacité de cette conversion de l'énergie, la quantité d'énergie offerte par le vent doit d'abord être déterminée. Les petites particules de l'air ayant une masse m , et se déplaçant à la vitesse V sont le support de l'énergie dans le vent. Avec l'hypothèse que toutes les particules à différents emplacements dans l'espace ont la même vitesse de mouvement avant d'atteindre le rotor, l'énergie cinétique portée par les particules du vent peut être représentée par l'équation suivante :

$$E_{cin} = \frac{1}{2} m V^2 \quad (2.1)$$

En exprimant la masse des particules en fonction de la densité de l'air ρ , de la vitesse du vent V , du temps t et d'une zone circulaire Λ balayée de rayon R ,

$$m = \rho \Lambda V t = \rho \pi R^2 V t \quad (2.2)$$

L'expression de l'énergie éolienne face à un disque virtuel de rotor peut être exprimée comme :

$$E_{cin} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 t \quad (2.3)$$

De l'équation (2.3), nous pouvons facilement trouver la puissance de vent réel:

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \quad (2.4)$$

En analysant l'équation (2.4), il est bien évident que le paramètre le plus dominant de l'énergie éolienne est la vitesse du vent. L'énergie éolienne s'exprime en fonction de la vitesse du vent au cube. Cela signifie qu'il y a beaucoup plus d'énergie dans le vent à haute vitesse que dans le vent lent. En outre, puisque la puissance est proportionnelle à la surface balayée par le rotor et donc au carré du diamètre, le doublement de diamètre du rotor va quadrupler la puissance disponible. La densité de l'air joue également un rôle dans la quantité de la puissance mécanique disponible de la turbine. Des densités plus faibles de l'air (par exemple l'air chaud) résultent en une puissance disponible dans le vent minimale.

2.2.3 Modélisation de l'éolienne

Un schéma d'éolienne montrant ses différentes composantes est donné à la figure 2.2.



Figure 2.2 Différentes composantes d'une éolienne
adapté de MAGNIFiscience (2009)

La production d'énergie éolienne dépend de l'interaction entre les pales du rotor, la masse et la vitesse du vent (Masaud, 2013). En effet, le système d'orientation de pales sert à capter la vitesse du vent permettant la production du maximum d'énergie sans détériorer l'éolienne.

Comme mentionné dans le chapitre précédent, son système de commande le plus utilisé est appelé le contrôle par angle incident variable *Pitch Control*.

Le tableau suivant explique le principe de ce système.

Tableau 2.1 Principe de contrôle par angle incident

Angle de calage β (angle formé par la pale et son plan de rotation)	Vent	Relation entre les vitesses	Description
$\beta = 0$	faible	Vitesse de vent < Vitesse nominale de l'éolienne	Pale positionnée à la verticale afin de capter le maximum d'énergie
$0 < \beta < 90$	Fort	Vitesse de vent > Vitesse nominale de l'éolienne	Augmentation de β afin de réduire la vitesse de rotation des pales dans le but de ne pas dépasser la vitesse nominale
$\beta = 90$	Très fort	Vitesse de vent > Vitesse maximale de l'éolienne	Pale placée à l'horizontale afin d'empêcher la rotation

Maintenant, la question principale qui se pose est quant à l'efficacité de la puissance disponible dans le vent qui peut être convertie en énergie électrique utile. Elle dépend de la conception aérodynamique des pales du rotor et de leur capacité de capter l'énergie du vent frappant les pales.

Les quantités de performance des éoliennes comme la puissance, la vitesse, le couple, etc. sont déterminés par les forces aérodynamiques générées par le vent. Les deux principaux paramètres sans dimension pour caractériser le fonctionnement aérodynamique et les performances mécaniques des éoliennes sont le ratio de vitesse spécifique TSR et le coefficient de puissance C_p (Masaud, 2013).

2.2.3.1 Coefficient de puissance

Les pales du rotor jouent un rôle important dans l'extraction de la puissance du vent. La vitesse du rotor ralentit après l'extraction, mais il n'est pas souhaitable de laisser le rotor venir à la position d'arrêt, ce qui signifie que la puissance qui a été extraite de vent est nulle (zéro).

En 1919, un scientifique allemand Albert Betz avait tenté d'exprimer l'action de freinage du vent sur un disque comme le rotor. Selon la loi de Betz, la vitesse du vent diminue après avoir frappé les pales du rotor, où la puissance captée par les pales de rotor dépend de la différence de vitesse du vent (juste avant et après qu'il frappe les pales du rotor) et peut être exprimée en tant que :

$$P_{mec} = \frac{1}{2} k_m (V_1 - V_2)^2 \quad (2.5)$$

Ici V_1 est la vitesse du vent avant de frapper la pale et V_2 est la vitesse du vent après avoir heurté les pales. k_m est le taux d'écoulement de masse et peut être exprimé comme suit :

$$k_m = \rho \pi R^2 \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.6)$$

Betz dérive l'équation pour le coefficient de puissance dite C_p , exprimé comme suit :

$$\frac{P_{mec}}{P_{vent}} = C_p \quad (2.7)$$

En mettant la valeur de P_{vent} , on obtient :

$$P_{mec} = P_{vent} C_p = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p \quad (2.8)$$

Le coefficient de puissance selon la loi de Betz peut être défini comme suit :

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \cdot \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right) \right)^2 \quad (2.9)$$

En fait, C_p indique combien de puissance nous pouvons extraire du vent en donnant un freinage équivalent. C_p ne montre pas comment ce freinage est atteint. Mais, la formule de C_p peut montrer au moins le maximum théorique. Le maximum théorique est situé entre deux scénarios. Si nous voulons prendre toute l'énergie cinétique par notre éolienne le flux de particules serait presque arrivé à l'arrêt, l'air s'accumule en avant et d'autres particules permettraient de s'échapper et de passer par la turbine. S'il n'y a pas de freinage du flux de particules, ce qui veut dire que nous ne captons aucune énergie et par conséquent la puissance serait zéro. Pour résoudre l'équation (2.9) nous introduisons une action de freinage sans unité :

$$x = \frac{V_2}{V_1} \quad (2.10)$$

En mettant la valeur de x dans l'équation (2.9) pour le coefficient de puissance, nous avons :

$$C_p = \frac{1}{2} (1+x) \cdot (1-x^2) \quad (2.11)$$

En résolvant l'équation (2.11) pour le maximum $x=1/3$, on a :

$$C_p = \frac{16}{27} \approx 0.593 \quad (2.12)$$

Cela signifie, que la puissance la plus élevée possible que nous pouvons théoriquement sortir de l'énergie éolienne est de 59,3 % (limite de Betz). Par conséquent, le vent sera décomposé à 1/3 de sa vitesse d'origine (Singh, 2010a).

En pratique, en prenant la conception des pales en considération, la valeur maximale du coefficient de puissance peut être quoi que ce soit entre 0,4 et 0,54 (Masaud, 2013).

Cette valeur en dessous de la limite théorique (limite de Betz) est due à l'inefficacité et les pertes attribuées à différentes configurations, profils de pales de rotor, ailes finis, la friction et la conception des turbines (Masaud, 2013).

2.2.3.2 Vitesse spécifique nominale

Malheureusement, le coefficient de puissance C_p n'est pas constant. Il est une fonction de deux paramètres (λ , β). Par conséquent, les différentes vitesses de vent nécessitent les valeurs optimales de la vitesse spécifique (ratio de vitesse λ) et de l'angle de calage β afin de parvenir à un C_p optimal et ainsi fournir une puissance maximale de sortie à toutes les vitesses de vent disponibles. Le ratio de vitesse de l'éolienne est le rapport entre la vitesse linéaire de la pale et la vitesse réelle du vent.

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{V} \quad (2.13)$$

où

ω_r est la vitesse angulaire du rotor, R est le rayon du rotor, et V est la vitesse du vent. Si le rotor de la turbine éolienne tourne trop lentement, la plupart du vent va passer tranquillement à travers l'ouverture entre les pales. La puissance extraite du vent est très faible dans ce cas. D'autre part, si le rotor tourne trop vite, les pales rotatives feront un obstacle à l'écoulement du vent, ce qui réduit l'extraction d'énergie. Par conséquent, il est nécessaire lors de la conception des éoliennes et en vue de l'obtention d'une efficacité maximale du rotor de faire correspondre la vitesse angulaire du rotor à la vitesse du vent ou au ratio de vitesse optimal. Si le ratio de vitesse TSR est trop faible, l'éolienne aura tendance à ralentir et/ou à décrocher. Si le ratio de vitesse est trop élevé, la turbine tournera très vite dans l'air turbulent, la puissance ne sera pas extraite de façon optimale, l'éolienne sera fortement sollicitée et la structure risque de subir une défaillance (Masaud, 2013).

Les aspects mentionnés expliquent clairement que pour obtenir une puissance maximale du vent nous avons besoin d'une éolienne qui permet le changement de la vitesse du rotor pour atteindre les conditions aérodynamiques optimales (Singh, 2010a). La figure 2.3 montre que l'extraction de la puissance maximale se produit au TSR optimal pour lequel la différence entre la courbe réelle du TSR (courbe bleue) et la ligne de TSR constant (ligne pointillée) est minimale. Cette différence représente la puissance non captée par l'éolienne (Masaud, 2013).

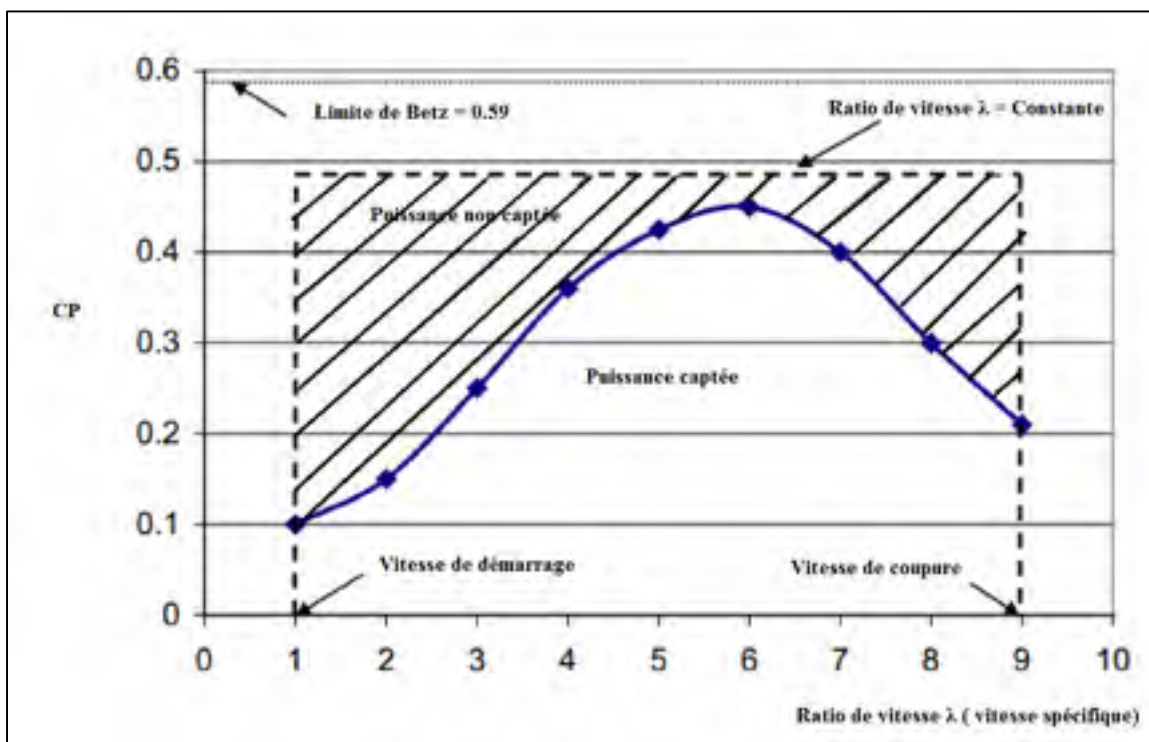


Figure 2.3 La vitesse spécifique en fonction de coefficient de puissance tirée de Masaud (2013)

Les pertes par frottement, la taille de l'aile finie, et les pertes de conception de la turbine représentent une partie de l'énergie éolienne non captée et sont complémentaires par le fait qu'une éolienne ne fonctionne pas à la TSR optimale dans l'ensemble de sa plage de fonctionnement aux différentes vitesses du vent (Pao et Johnson, 2011; Ragheb et Ragheb, 2011). Comme C_p optimal a une valeur optimale du ratio de vitesse optimale λ_{opt} , donc nous devons contrôler notre ratio de vitesse en fonction de la vitesse du vent afin de maintenir un

TSR optimal aux différentes vitesses de vent pour extraire le maximum d'énergie possible. Cette tâche est bien connue comme le suivi de point de puissance maximale *MPPT*.

À partir des modèles de coefficient de puissance, de vitesse spécifique nominale et de puissance mécanique, la courbe de la puissance mécanique en fonction de la vitesse du rotor peut être obtenue pour différentes vitesses de vent, tel qu'illustré à la figure 2.4.

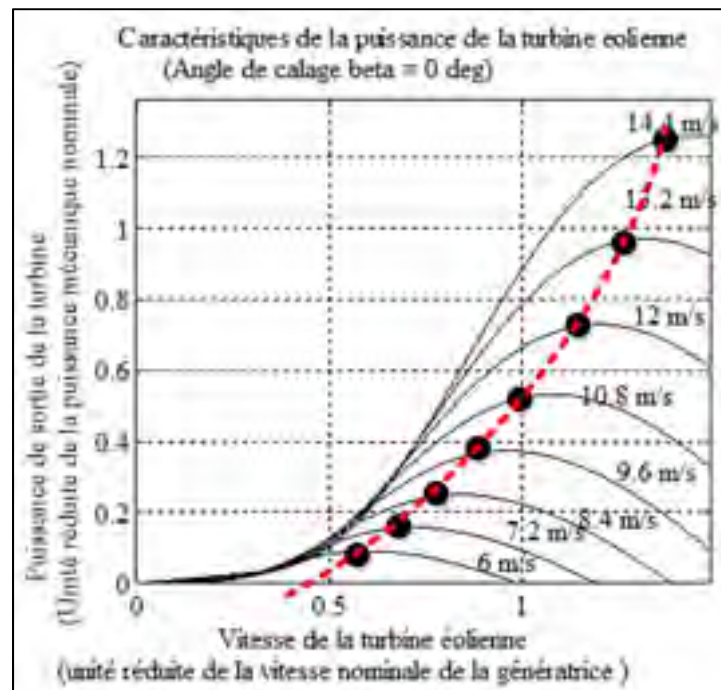


Figure 2.4 MPPT de la turbine éolienne utilisée dans le projet de maîtrise.

La puissance mécanique est maintenue à une faible valeur lorsque la vitesse du rotor est très faible. La faible puissance correspondante n'est pas suffisante pour surmonter la friction. Lorsque le rotor accélère, la turbine peut extraire de plus en plus de puissance du vent. Pendant l'accélération, la puissance mécanique de sortie atteindra le maximum à chaque fois qu'elle passe à la vitesse optimale du rotor correspondante au coefficient de puissance optimal C_p et à la vitesse spécifique optimale λ_{opt} . Si la turbine continue d'accélérer, la puissance mécanique va diminuer progressivement. Conséquemment, une vitesse spécifique optimale peut toujours être obtenue en ajustant la vitesse du rotor pour atteindre le pic de

puissance dans la courbe, c'est-à-dire, C_p est conservé au maximum dans la mesure où la puissance ou la vitesse du rotor est sous sa valeur nominale.

À la figure 2.5, le changement de la courbe CP-TSR ainsi que l'angle d'inclinaison des pales sont représentés.

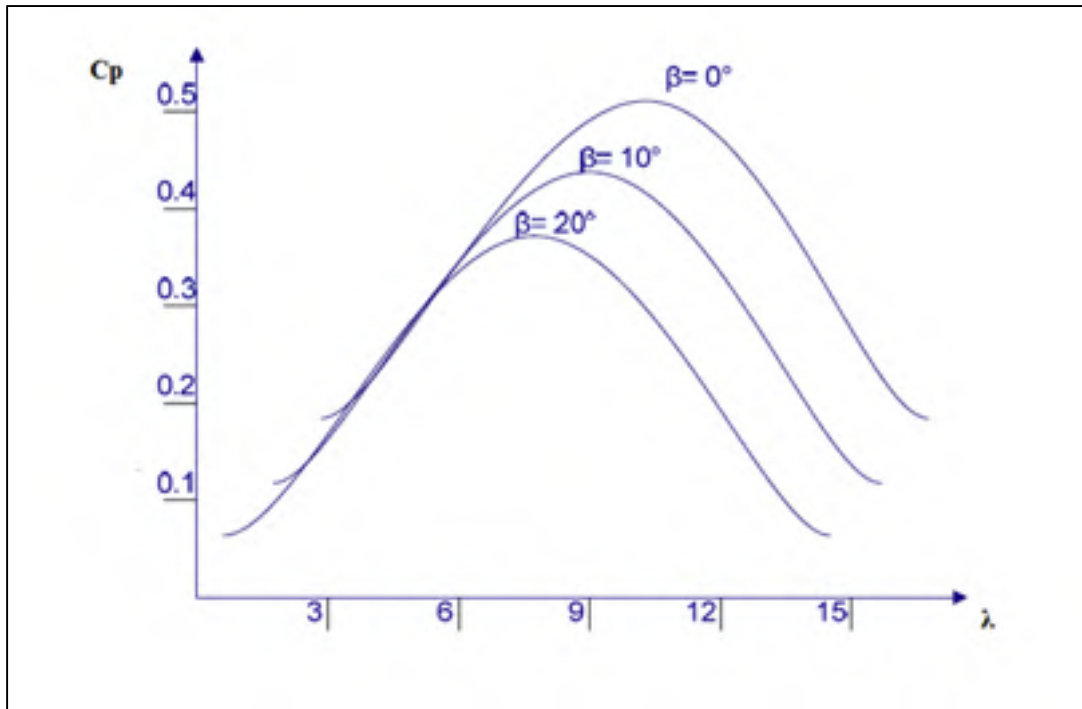


Figure 2.5 Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique tirée et modifiée de Singh (2010a)

Pour des vitesses de vent basses et moyennes, l'angle d'inclinaison est contrôlé pour permettre à l'éolienne de fonctionner à sa condition optimale. Dans la région où la vitesse du vent est élevée, l'angle d'inclinaison est augmenté afin de perdre un peu de la puissance aérodynamique.

2.2.3.3 Région d'exploitation de la Turbine

Les approches de contrôle pour les applications des éoliennes à vitesse variable varient en fonction de la région de fonctionnement. Le mode de fonctionnement des éoliennes peut être divisé en trois régions tel qu'illustré à la figure 2.6

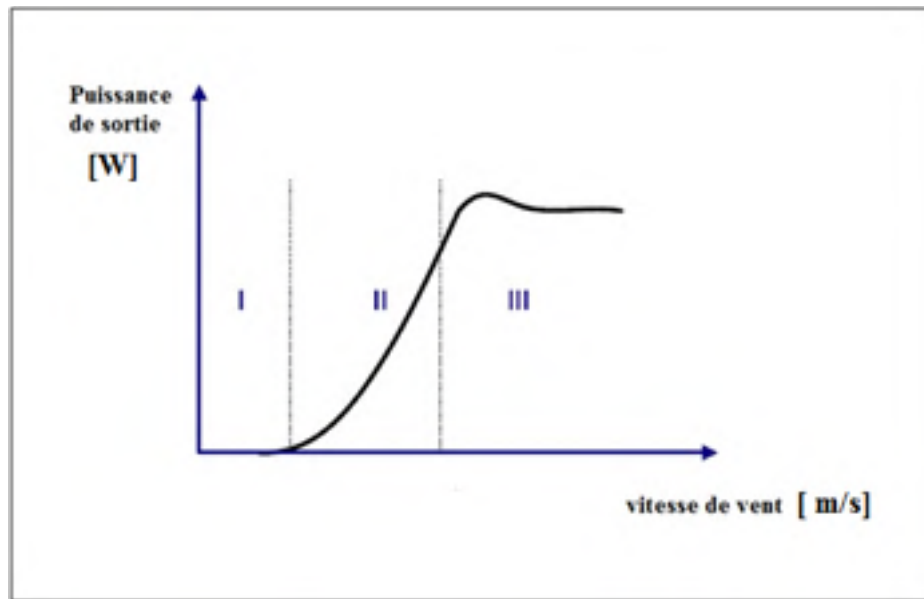


Figure 2.6 Région d'opération de la turbine éolienne
tirée et modifiée de Singh (2010a)

➤ Région I : Arrêt

L'éolienne dans cette région est considérée en démarrage. En général, le but de la stratégie de contrôle dans cette région est de suivre la vitesse du vent pour déterminer si celle-ci respecte les spécifications de fonctionnement de la turbine, si oui, alors passer à l'exécution des routines nécessaires au démarrage de la turbine. Autrement dit, l'énergie éolienne doit être suffisante pour vaincre la friction et l'inertie de la turbine éolienne. Cela nous donne une idée sur la vitesse de démarrage. La région opérationnelle I est liée à la vitesse de démarrage où la turbine va commencer à tourner jusqu'à ce que la vitesse du vent permette d'atteindre la région II. La mise en œuvre des techniques modernes de contrôle n'est pas cruciale dans cette région.

➤ Région II : Fonctionnement normal (vitesses du vent basses et moyennes)

Débutant à la vitesse de démarrage de vent, la turbine éolienne suit la courbe de puissance si la régulation fonctionne correctement. Idéalement, l'éolienne doit être utilisée au maximum de C_P la plupart du temps. Pour de faibles vitesses de vent, lorsque la puissance aérodynamique produite par l'éolienne est en dessous de la puissance maximale du convertisseur de puissance, l'éolienne est exploitée dans le C_P optimal. L'angle d'inclinaison de la turbine éolienne est contrôlé pour avoir la valeur maximale possible de C_P . Comme le

nombre de tours change par minute, l'angle d'inclinaison est maintenu à son angle d'inclinaison optimal.

➤ Région III : Opération de décrochage ou d'inclinaison (aux vitesses de vent plus élevées)

La puissance captée par les pales est maintenue à l'intérieur de la limite à l'aide du mécanisme de commande de pas de pales. En fait, le début de fonctionnement de la turbine ne peut pas être défini à une vitesse précise du vent, mais de courtes rafales de vent peuvent activer le mécanisme de calage. Comme le vent augmente de vitesse, la puissance générée par l'éolienne augmente également. Une fois le niveau de conversion maximal du convertisseur de puissance atteint, l'angle d'inclinaison doit être augmenté pour perdre de la puissance aérodynamique. Comme l'angle d'inclinaison est augmenté, l'éolienne fonctionne à faible rendement.

La Figure 2.5 montre que l'ensemble de la courbe CP - TSR est déplacé vers le bas lorsque l'angle d'inclinaison est augmenté. Grâce à cette capacité, l'entrée de la puissance mécanique d'entraînement du générateur peut être facilement contrôlée. En supposant que la commande de pas des pales peut être faite instantanément, l'accélération et la décélération peuvent être nulles et la vitesse peut être maintenue constante en contrôlant la P_{mec} pour être égale exactement à P_{elect} . Une capacité plus importante de taux de calage peut diminuer l'exigence sur la puissance nominale de générateur et du convertisseur de puissance. Mais la capacité de taux de calage de l'éolienne est habituellement limitée à cause de la présence de l'inertie du système, comme il est évident dans la relation suivante :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} \int (C_{mec} - C_{elect}) . dt \quad (2.14)$$

Où le l'accélération du rotor est proportionnelle à l'inverse de l'inertie et à la différence entre le couple aérodynamique capturé C_{mec} du vent et le couple électrique de la charge C_{elect} .

2.2.3.4 Modèle de la boîte de vitesse

La turbo génératrice doit effectuer deux tâches principales. Tout d'abord, elle doit produire de l'énergie électrique. Ensuite, en ajustant la charge électrique, le couple de freinage de la génératrice va contrôler la vitesse de la turbine pour atteindre le ratio de vitesse optimal correspondant au coefficient de puissance C_p optimal pour la vitesse du vent actuelle.

Le système à vitesse variable proposé est censé être connecté à travers une boîte de vitesse. Cette dernière, branchée entre la turbine et la génératrice, adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle de la génératrice en multipliant la vitesse de la turbine par un simple gain comme suit :

$$\Omega_r = G\Omega_t \quad (2.15)$$

où :

Ω_r : vitesse de la génératrice (arbre rapide en rad/s);

G : rapport de multiplication;

Ω_t : vitesse de rotation des pales (arbre lent en rad/s).

Afin d'obtenir le couple mécanique sur l'arbre de la génératrice, le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplication comme suit :

$$C_{mec} = \frac{1}{G} C_t \quad (2.16)$$

où :

C_{mec} : Couple mécanique sur l'axe de la génératrice [N.m];

C_t : Couple mécanique de la turbine éolienne [N.m].

On peut modéliser l'arbre de la génératrice avec l'équation suivante :

$$J \frac{d\Omega_r}{dt} = C_{mec} - C_{em} - f\Omega_{mec} \quad (2.17)$$

où :

J : Inertie totale des parties tournantes [kg.m^2];

f : Coefficient de frottement visqueux;

C_{em} : Couple électromagnétique de la génératrice [N.m].

Le schéma bloc suivant récapitule l'association entre le modèle de la turbine éolienne avec le modèle de l'arbre rapide de la génératrice

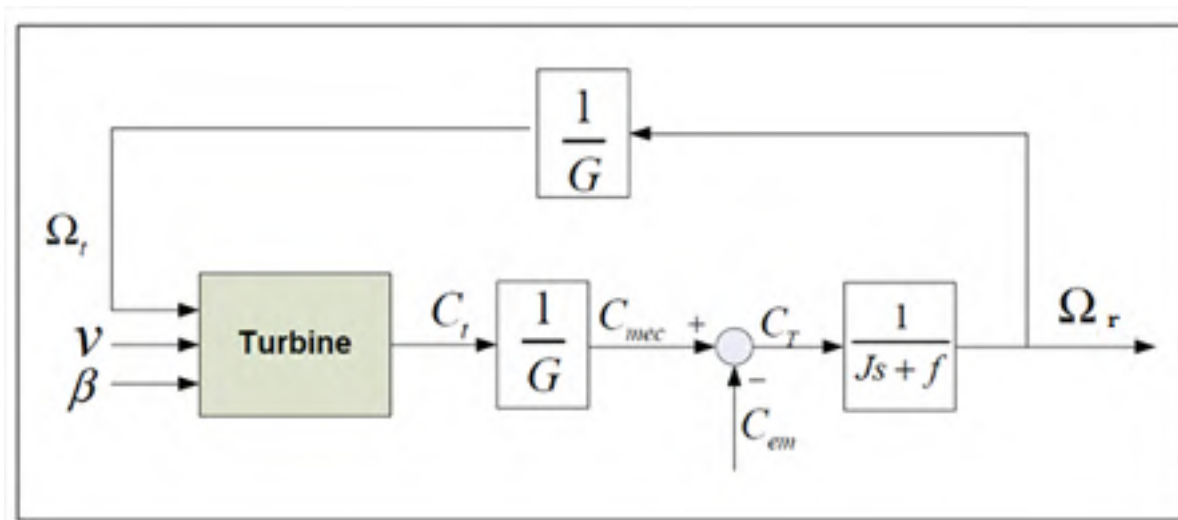


Figure 2.7 Modèle de la turbine éolienne associée au modèle de l'arbre rapide de la GADA tirée et modifiée de Defontaines (2012)

2.2.4 Principe de fonctionnement de la MADA

2.2.4.1 Production du couple électromagnétique

L'alimentation du stator par une source triphasée équilibrée engendre une circulation des courants instantanés dans les trois phases de l'induit qui crée une force magnétomotrice F_s tournante à une vitesse $\Omega_s = \frac{\omega_s}{p}$, où p est le nombre de pôles de la génératrice. Quant au

rotor, il produit une force magnétomotrice tournante F_r à une vitesse $\Omega_r = \frac{\omega_r}{p}$. Pendant la rotation du rotor, ces forces doivent impérativement rester synchrones afin de garder un

couple moyen constant. Cela implique que le rotor doit lui-même tourner à une vitesse dans une gamme de 30% de Ω_s . La force magnétomotrice résultante F est la somme de la force magnétomotrice F_r et la force magnétomotrice F_s (Bennani, 2011). En représentation phaseur, on écrit:

$$\bar{F} = \bar{F}_s + \bar{F}_r \quad (2.18)$$

Φ_m est la valeur efficace de flux magnétisant résultant dans l'entrefer créé par F .

F_r et F_s sont les amplitudes des forces magnétomotrices. Elles sont proportionnelles aux courants qui les créent et au nombre de spires des enroulements :

$$\begin{aligned} F_r &= N_r I_r \\ F_s &= N_s I_s \end{aligned} \quad (2.19)$$

D'après (2.19) et connaissant que le vecteur F_r prend le sens opposé à celui du vecteur I_r , on peut écrire :

$$\begin{aligned} N_s \bar{I}_m &= N_s \bar{I}_s - N_r \bar{I}_r \\ \text{Avec } \bar{I}_s &= \bar{I}_m + \frac{N_r}{N_s} \bar{I}_r = \bar{I}_m + \frac{\bar{I}_r}{m} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Le couple électromagnétique exerçant entre les deux forces magnétomotrices représentées par F et F_r est le produit vectoriel de celles-ci :

$$C_{em} = \bar{F} \wedge \bar{F}_r \quad (2.21)$$

Si θ est la valeur algébrique de la phase du courant I_r , la valeur algébrique du couple peut s'écrire comme suit :

$$C_{em} = F_r \cdot F \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) \quad (2.22)$$

Le diagramme vectoriel des forces magnétomotrices avec le déphasage entre F_r et F en mode moteur et générateur est représenté dans la figure ci-dessous:

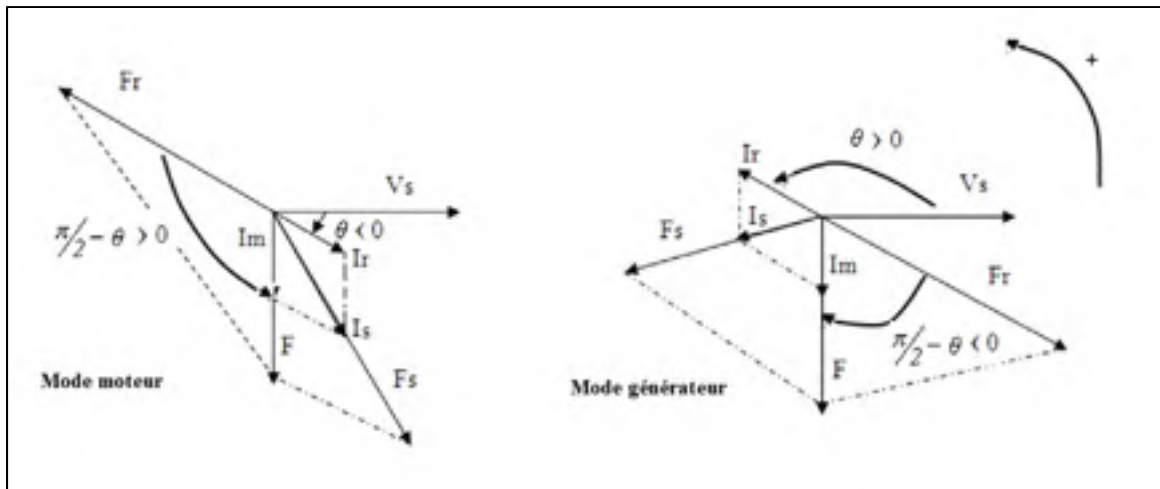


Figure 2.8 Diagramme vectorielle des forces magnétomotrices tirée et modifiée de Bennani (2011)

Afin de contrôler le couple électromagnétique et le facteur de puissance, on doit agir sur l'amplitude et la phase de courant du rotor I_r . Pour cela, on doit agir sur les grandeurs accessibles de contrôle du rotor, qui sont la tension et la phase de la tension du rotor.

2.2.4.2 Transfert de puissance et Modes de fonctionnement de la MADA

Une des fonctionnalités de CCG est de contrôler la puissance entre le stator et le réseau. Comme la MADA peut fonctionner en moteur ou en générateur, on peut distinguer 4 différents modes de fonctionnement soit : en moteur hypo et hyper synchrone ou en génératrice hypo et hyper synchrone.

Le tableau suivant illustre les conditions mathématiques sur le glissement g et sur les puissances pour chaque mode de fonctionnement de la MADA, où P_s est la puissance transitant par le stator, P_r la puissance transitant par le rotor, P_g la puissance du réseau électrique et P_{mec} la puissance mécanique.

Tableau 2.2 Les conditions mathématiques pour chaque mode de fonctionnement de la MADA

Glissement g	Moteur hypo synchrone	Génératrice Hypo synchrone
$g > 0$	$P_s > 0$ $P_{mec} > 0$ $P_r = g.P_s > 0$ $P_g > 0$	$P_s < 0$ $P_{mec} < 0$ $P_r = g.P_s < 0$ $P_g < 0$
$g < 0$	Moteur Hyper synchrone	Génératrice Hyper synchrone
	$P_s > 0$ $P_{mec} > 0$ $P_r = g.P_s < 0$ $P_g > 0$	$P_s < 0$ $P_{mec} < 0$ $P_r = g.P_s > 0$ $P_g < 0$

En comparaison à la MADA, la machine asynchrone classique peut avoir seulement le fonctionnement en moteur hypo synchrone ainsi qu'en génératrice hyper synchrone. Cependant, la puissance de glissement est dissipée en pertes Joule dans le rotor.

En effet, la caractéristique couple — vitesse de la MADA est bien différente d'une machine asynchrone classique (à rotor à cage) : théoriquement, il existe une infinité de points d'opérations couple — vitesse, ce qui permet à la MADA de fonctionner aussi bien comme moteur ou générateur en mode hypo et hyper synchrone (Tremblay, 2009).

Ceci permet la production de puissance électrique, quelle que soit la vitesse de rotation (hypo ou hyper synchrone) et la récupération de la puissance de glissement.

La puissance électrique produite par la machine asynchrone est :

$$(1 - g)P_s = P_s - gP_s \quad (2.23)$$

P_s : la puissance du stator qui est fournie au réseau ;

- gP_s : puissance de fréquence variable $g.f$;

g : le glissement de la machine.

En fonction du signe du glissement, la puissance rotorique fournie ou reçue par le réseau n'est que $\pm gP_s$.

La figure 2.9 montre les différentes configurations de fonctionnement et le transfert de puissance de la MADA.

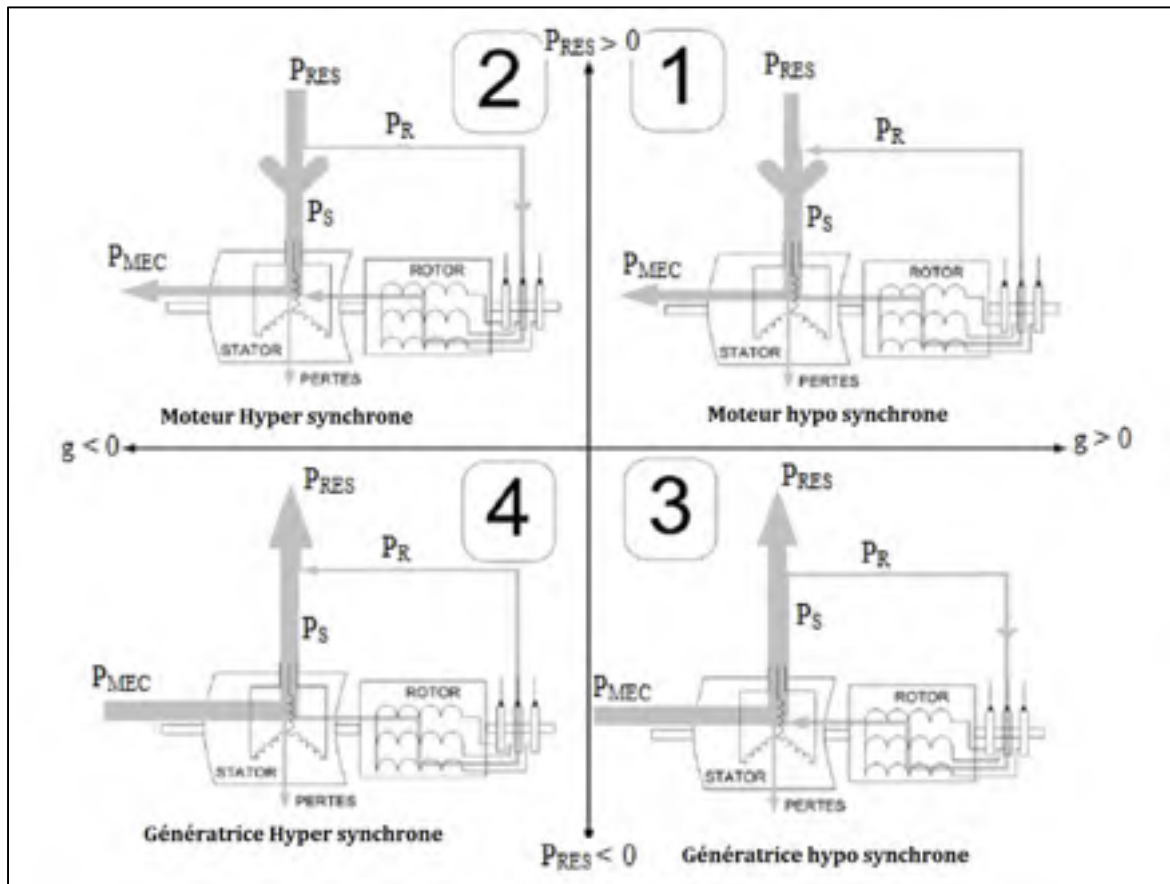


Figure 2.9 Quadrant s de fonctionnement de la MADA
tirée et modifiée de Bennani (2011)

2.2.5 Fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation

Pour une génératrice synchrone triphasée conventionnelle, le branchement d'une source extérieure d'énergie mécanique (c'est-à-dire, un moteur primaire à entraînement) permet au rotor de la génératrice de tourner. Le champ magnétique statique créé par le courant continu alimenté dans les enroulements rotoriques du générateur tourne à la même vitesse que le rotor. Par conséquent, un flux magnétique changeant continuellement passe à travers les

enroulements du stator lors de la rotation du champ magnétique du rotor, y compris une tension alternative aux bornes des enroulements de stator.

La puissance mécanique appliquée à l'arbre du générateur par le moteur primaire d'entraînement est ainsi convertie en énergie électrique et qui est disponible dans les enroulements du stator. Pour les génératrices asynchrones classiques, il est possible de déterminer que lorsque la vitesse du rotor est égale à la vitesse synchrone Ω_s de la génératrice, la fréquence des tensions alternatives induites aux bornes des enroulements du stator du générateur est égale à la fréquence f_{res} du réseau.

Les mêmes principes de fonctionnement sont applicables à la MADA. La seule différence est que le champ magnétique créé dans le rotor n'est pas statique (comme il est créé en utilisant des courants alternatifs triphasés au lieu de courant continu), mais ce champ tourne plutôt à une vitesse proportionnelle à la fréquence des courants alternatifs introduits aux bornes des enroulements du rotor de la MADA. Cela signifie que le champ magnétique rotatif passant par les enroulements du stator de la MADA tourne non seulement en raison de la rotation du rotor de la génératrice, mais également en raison de l'effet de rotation produit par les courants alternatifs alimentés dans les enroulements rotoriques de la MADA. Par conséquent, dans la MADA, c'est la vitesse de rotation du rotor Ω_r et la fréquence des courants alternatifs introduits dans les enroulements du rotor qui déterminent à la fois la vitesse du champ magnétique tournant qui traverse les enroulements de stator, et aussi, la fréquence f_{stator} de la tension alternative induite à travers les enroulements de stator. Compte tenu des principes de fonctionnement de la MADA, il peut donc être déterminé que, lorsque le champ magnétique du rotor tourne dans le même sens que le rotor de la génératrice, la vitesse du rotor Ω_r et la vitesse du champ magnétique de rotor $\Omega_{\phi, rotor}$ (proportionnelle à f_{rotor}) s'additionnent. Ceci est illustré à la Figure 2.10.

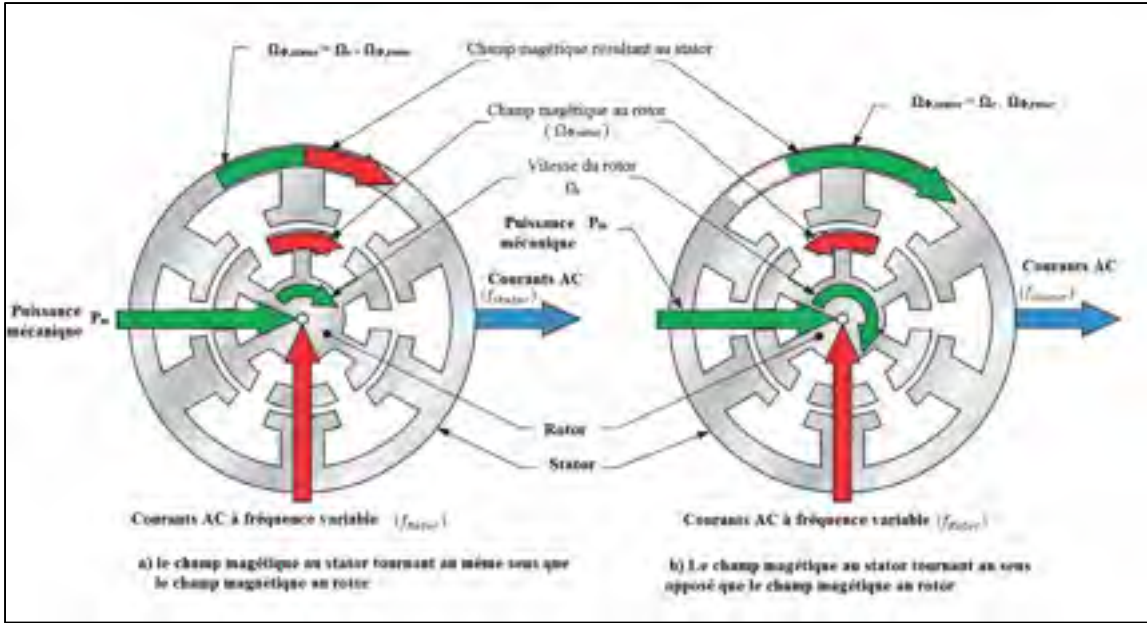


Figure 2.10 Interaction entre la vitesse du rotor et la fréquence du champ magnétique tournant crée dans les enroulements du rotor tirée et modifiée de Gilbert (2013)

La fréquence f_{stator} des tensions induites aux bornes des enroulements de stator de la génératrice peut être donc calculée en utilisant l'équation suivante (Gilbert, 2013):

$$f_{stator} = \frac{\Omega_r \cdot p}{60} + f_{rotor} \quad (2.24)$$

où

f_{rotor} est la fréquence des courants alternatifs alimentés dans les enroulements du rotor de la MADA, exprimée en Hertz. À l'inverse, lorsque le champ magnétique du rotor tourne dans le sens opposé de celui du rotor de la génératrice, la vitesse du rotor Ω_r et la vitesse de rotation du champ magnétique du rotor se soustraient l'une de l'autre. Ceci est illustré à la Figure 2.10. La fréquence des tensions induites aux bornes des enroulements de stator de la génératrice peut donc être calculée en utilisant l'équation suivante :

$$f_{stator} = \frac{\Omega_r \cdot p}{60} - f_{rotor} \quad (2.25)$$

En d'autres termes, la fréquence f_{stator} des tensions alternatives produites au stator de la MADA est proportionnelle à la vitesse du champ magnétique tournant au stator $\Omega_{\Phi, stator}$.

La vitesse du champ magnétique tournant lui-même dépend de la vitesse du rotor Ω_r (résultant de la puissance mécanique à l'arbre du rotor) et la fréquence f_{rotor} des courants alternatifs alimentés dans le rotor de la machine.

2.2.6 Utilisation de la MADA pour produire des tensions à fréquence fixe

La raison principale pour utiliser la MADA consiste généralement à produire une tension triphasée dont sa fréquence est constante. En effet, la fréquence f_{stator} reste égale à la fréquence f_{reseau} du réseau électrique auquel est connectée la génératrice, et ce malgré les variations de la vitesse du rotor Ω_r causée par les fluctuations de la puissance mécanique fournie par le moteur primaire d'entraînement. Pour atteindre ce but, la fréquence f_{rotor} des courants alternatifs introduits dans les enroulements du rotor de la MADA doit être ajustée en permanence. La fréquence f_{rotor} nécessaire pour maintenir la fréquence de sortie de la génératrice f_{stator} à la même valeur de la fréquence f_{reseau} , dépend de Ω_r et peut être calculée en utilisant l'équation suivante :

$$f_{rotor} = f_{reseau} - \frac{\Omega_r \cdot p}{60} \quad (2.26)$$

où

f_{rotor} est la fréquence des courants alternatifs qui doivent être introduits dans les enroulements du rotor de la GADA, exprimée en Hertz;

f_{reseau} est la fréquence du réseau d'alimentation en courant alternatif à laquelle est connecté la MADA, exprimée en Hertz;

Ω_r est la vitesse du rotor de le MADA, exprimée en tr/min;

p est le nombre de pôles magnétiques par phase dans la MADA.

En utilisant cette équation, à la vitesse synchrone Ω_s , la fréquence des courants alternatifs qui doivent être introduits dans les enroulements de rotor de la génératrice est égale à 0 Hz

(c'est-à-dire courant continu). La machine serait donc exploitée comme une machine synchrone classique.

2.2.6.1 Mode hypo synchrone

Lorsque la vitesse Ω_r du rotor de la génératrice diminue en dessous de la vitesse nominale synchrone Ω_s , la fréquence f_{rotor} des courants alternatifs qui doivent être introduits dans les enroulements de la génératrice augmente en conséquence et elle est de polarité positive.

La polarité positive de la fréquence f_{rotor} indique que la séquence de phase des courants alternatifs triphasés alimentés dans les enroulements rotoriques, doit faire tourner le champ magnétique du rotor dans le même sens de rotation du rotor de la MADA, comme illustré à la Figure 2.10. Dans ce mode, le glissement est positif, la puissance de glissement est négative et elle est transférée du réseau au rotor de la MADA par l'intermédiaire des CCR et CCG. Dans ce cas, le CCR fonctionne comme un onduleur et le CCG fonctionne comme un redresseur. La réversion de la direction de la puissance de glissement dans le circuit du rotor est réalisée en inversant l'ordre de phase de la tension alternative ou de courant qui est injecté dans l'enroulement du rotor de la MADA.

2.2.6.2 Mode hyper synchrone

De même, lorsque la vitesse Ω_r du rotor de la génératrice augmente au-dessus de la vitesse synchrone nominale Ω_s , la fréquence des courants alternatifs qui doivent être introduits dans les enroulements du rotor augmente en conséquence et elle est de polarité négative. La polarité négative de la fréquence du rotor indique que la séquence de phase des courants alternatifs triphasés alimentés dans les enroulements du rotor doit faire tourner le champ magnétique de rotor dans le sens opposé de celui du rotor de la génératrice, comme illustré à la Figure 2.10.

Dans ce mode, le glissement est négatif, la puissance de glissement est positive et transférée à partir du rotor du générateur au réseau électrique par l'intermédiaire des convertisseurs liés

au rotor de la MADA, où le CCR fonctionne en tant que redresseur et le CCG comme un onduleur.

La figure 2.11 montre les directions d'écoulement de puissance de glissement de la MADA à la fois en mode hypo synchrone (du réseau électrique au rotor) ainsi qu'en mode hyper synchrone (du rotor au réseau électrique).

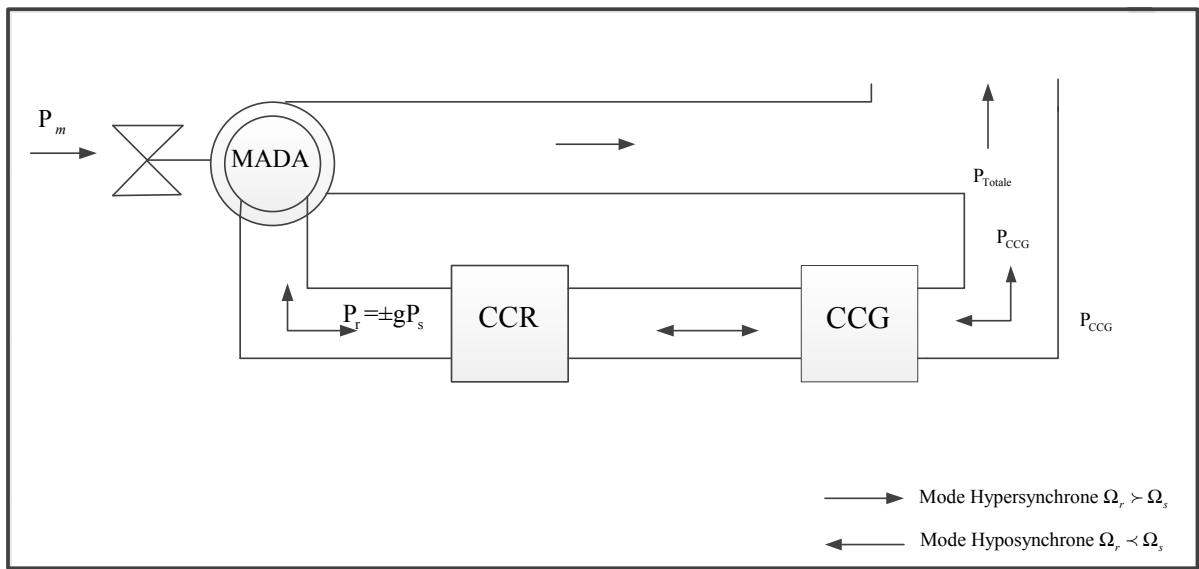


Figure 2.11 Écoulement de puissance de la MADA

Pour notre exemple, la génératrice comporte 2 paires de pôles magnétiques et elle alimente un réseau électrique en courant alternatif de fréquence f_{reseau} de 60 Hz.

Considérant qu'une turbine éolienne fait tourner la génératrice à une vitesse de 1980 tr/min, la fréquence des courants alternatifs qui doivent être introduits dans les enroulements de rotor de la génératrice peut être calculée comme suit :

$$f_{\text{rotor}} = f_{\text{reseau}} - \frac{\Omega_r \cdot p}{60} = 60\text{Hz} - \frac{1980 \cdot 2}{60} = -6\text{Hz} \quad (2.28)$$

La fréquence f_{rotor} des courants alternatifs à introduire dans les enroulements du rotor de la MADA de sorte que la fréquence f_{stator} de la tension de sortie de la génératrice soit égale à la fréquence f_{reseau} du réseau électrique est de 6 Hz. La polarité négative de la fréquence f_{rotor}

indique que le champ magnétique créé dans les enroulements du rotor doit tourner dans le sens opposé de rotation du rotor.

Toute déviation de la vitesse Ω_r par rapport à la vitesse de synchronisme Ω_s est compensée en ajustant la fréquence f_{rotor} de sorte que la fréquence f_{stator} reste égale à f_{reseau} . En d'autres termes, la fréquence f_{rotor} est réglée de telle sorte que la vitesse du champ magnétique tournant qui traverse les enroulements de stator reste constante.

Par conséquent, afin de maintenir la tension produite au stator égale à la tension du réseau électrique, une valeur de flux magnétique spécifique doit être maintenue dans la machine (ou plus précisément au niveau des enroulements du stator).

Ceci peut être réalisé en appliquant une tension aux enroulements rotoriques de la génératrice. Cette tension est proportionnelle à la fréquence des tensions appliquées aux enroulements de rotor (ce qui maintient le rapport V_{stator} / f_{stator} constant et assure une valeur du flux magnétique constante dans la machine).

La valeur du rapport V_{stator} / f_{stator} est généralement réglée de façon à ce que la puissance réactive du stator Q_{stator} soit égale à zéro. Ceci est similaire à la pratique courante utilisée avec des générateurs synchrones classiques où le courant d'excitation (courant continu dans le rotor) est ajusté afin de mettre la puissance réactive du stator Q_{stator} égale à zéro.

2.2.7 Convertisseurs de puissance

Comme déjà mentionnée dans la section précédente, la variation de la vitesse de rotor en fonction de la vitesse du vent engendre un courant à fréquence variable alors que le courant traversant le stator a la même fréquence que le réseau.

Afin d'adapter la fréquence des courants rotoriques à celle du réseau électrique pour que le rotor arrive à fournir de la puissance active au réseau, la stratégie adoptée est l'introduction d'un convertisseur dos à dos entre le rotor et le réseau électrique selon le modèle de Shermans. Le convertisseur dos à dos se compose de deux convertisseurs en source de tension, à savoir : le convertisseur du côté rotor *CCR* et le convertisseur du côté réseau électrique *CCG* et fonctionnant comme étant un redresseur et un onduleur selon le mode de fonctionnement de la génératrice.

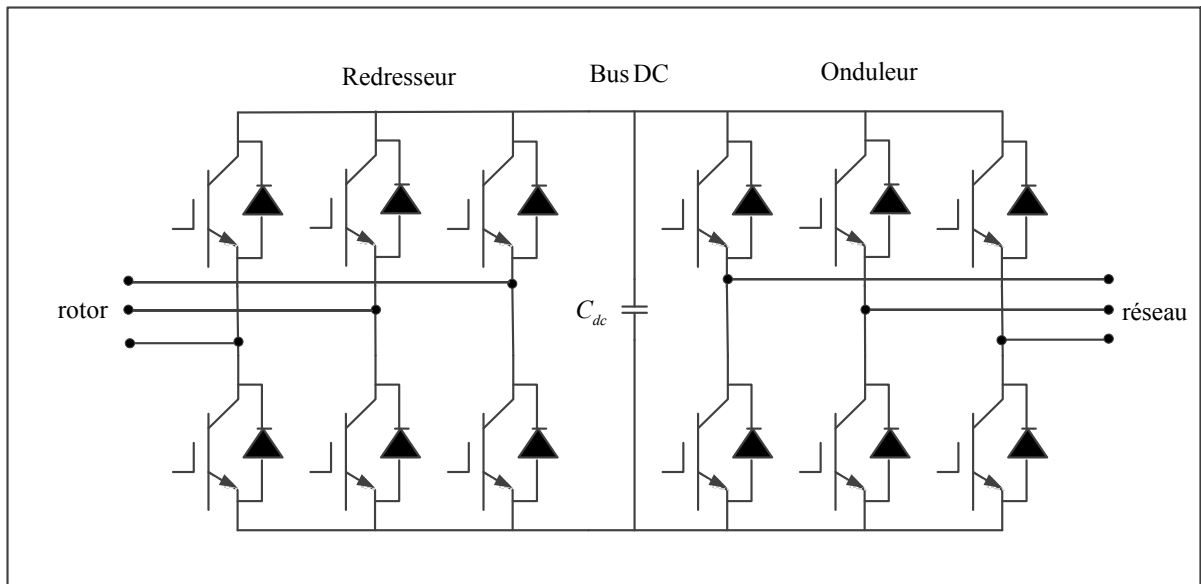


Figure 2.12 Convertisseur dos à dos à IGBT

Le redresseur transforme les courants et les tensions alternatifs délivrés par le rotor de la MADA en courant et tension continus. L'onduleur de tension est commandé en MLI et il offre la faisabilité d'un contrôle indépendant selon différents objectifs de contrôle. Principalement, il récupère le courant et la tension continus afin de créer un système triphasé de courant et de tension alternatifs à la même fréquence de réseau électrique.

Ces deux convertisseurs sont connectés dos à dos avec un élément inter étage de stockage, à savoir le condensateur de bus DC. Ce bus a une tension de référence imposée. À la sortie de l'onduleur, un transformateur est introduit pour adapter la tension de sortie de l'onduleur à celle du réseau électrique.

Le CCR fonctionne à la fréquence de glissement variable et il est chargé de contrôler le couple et le suivi de la puissance maximale. Le CCR compense la différence entre la fréquence mécanique et électrique par l'injection d'un courant rotorique de fréquence variable selon la vitesse mécanique du rotor. Par conséquent, une tension rotorique variable dans certaines amplitudes et fréquences peut être fournie par l'intermédiaire des bagues collectrices (Hansen et al., 2004). D'autre part, le CCG fonctionne à la fréquence du réseau électrique avec un flux bidirectionnel de puissance et sa principale cible de commande est de maintenir la tension constante du bus DC, quel que soit le mode d'opération de la génératrice

(Pena, Clare et Asher, 1996) et de transiter la puissance rotorique vers le réseau électrique ou à partir du réseau électrique par une cible spécifique de commande de flux d'énergie.

Pendant le démarrage, le CCG a besoin de générer de la puissance réactive pour établir le champ magnétique. En approchant l'état d'équilibre, le CCG devrait contrôler la puissance en gardant le facteur de puissance unitaire. Ce CCG est doté d'autres fonctionnalités innovatrices afin d'améliorer la qualité d'énergie de notre SCEE connecté au réseau électrique et à base de la MADA.

Par conséquent, le déploiement de convertisseur dos à dos fournit un souple mécanisme de fonctionnement de la MADA à fréquence et tension variables et découplées de la sortie de réseau qui est à tension et fréquence fixe. En général, les deux convertisseurs constituant le convertisseur dos à dos sont à deux étages et à trois branches. Les deux étages se réfèrent au nombre de niveaux de tension pouvant être sortis de chaque branche de pont, à savoir 0 V et V_{dc} où V_{dc} est la tension du bus DC.

La Figure 2.10 montre une topologie du circuit de convertisseur à 3 branches et à deux niveaux. Les dispositifs de commutation sont des transistors bipolaires à grille isolée (IGBT) pour l'application de puissance élevée (Li, 2012).

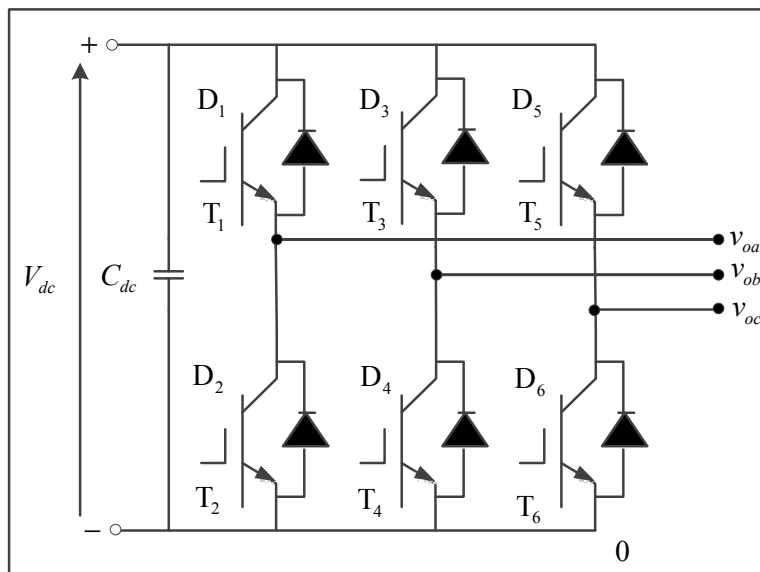


Figure 2.13 Onduleur de tension à 3 branches et à 2 étages

Par les actions de commutation appropriées de « ON » et « OFF », la sortie de l'onduleur est capable de synthétiser des tensions de sortie triphasées à tension et à fréquence variables, tout en tenant compte de la contrainte selon laquelle le pic de la tension de la ligne doit être inférieure à la tension du condensateur de liaison à courant continu.

Afin d'éviter les courts-circuits, deux interrupteurs dans une même branche ne devraient jamais s'activer simultanément. Prenons le fonctionnement d'une branche à titre d'exemple. Lorsque l'interrupteur T_1 est mis sous tension, la tension de sortie V_{a0} est égale à V_{dc} . Lorsque l'interrupteur T_2 est activé, la tension de sortie est égale à zéro.

Si la sortie commute périodiquement entre ces deux états, la tension moyenne de sortie, pour chaque période de commutation, peut être contrôlée entre zéro volt et V_{dc} .

Le cycle de commutation est généralement fixe et la largeur de l'impulsion de V_{dc} est ajustée afin de changer la tension de sortie.

La position de deux interrupteurs de chaque branche a la relation suivante

$$D_1 = \overline{D_2}, D_3 = \overline{D_4}, D_5 = \overline{D_6}$$

La tension moyenne de sortie sur la période de commutation est obtenue par l'équation :

$$V_{\text{sortie_moyenne}} = V_{dc} \cdot \frac{t_{1_on}}{T_D} \quad (2.29)$$

Où T_D est la période de commutation et t_{1_on} est la durée d'activation de l'interrupteur T_1 . Par conséquent, le rapport cyclique D ou l'indice de modulation m peut être défini comme ;

$$D = m = \frac{t_{1_on}}{T_D} \quad (2.30)$$

alors :

$$m = \frac{V_{\text{sortie}}}{V_{dc}} \quad (2.31)$$

Où m doit satisfaire $0 \leq m \leq 1$:

0 quand T_2 est activé en permanence et 1 quand T_1 est activé en permanence.

L'indice de modulation peut être mis à jour pour chaque période de commutation, afin que toute tension/fréquence désirée puisse être produite à la borne de sortie, compte tenu des contraintes.

Le fonctionnement détaillé et la synchronisation de la commutation pour une branche sont représentés à la Figure 2.14.

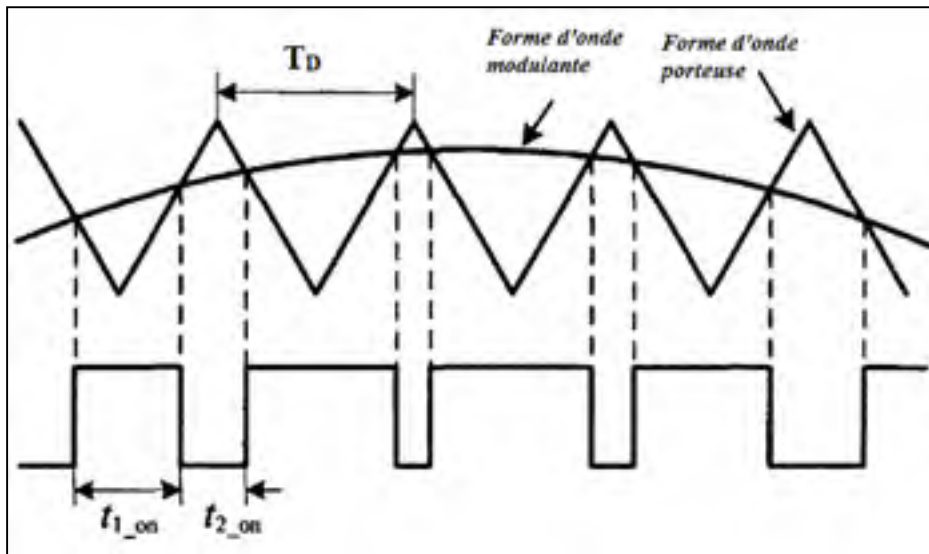


Figure 2.14 Opération et moment de la commutation de la branche A tirée et modifiée de Fletcher et Yang (2010)

Pour chaque période de commutation, les tensions moyennes de chaque phase mise à la terre sont :

$$\begin{aligned} v_{a0} &= m_a V_{dc} \\ v_{b0} &= m_b V_{dc} \\ v_{c0} &= m_c V_{dc} \end{aligned} \quad (2.32)$$

où m_a , m_b et m_c sont respectivement les indices de modulation pour chaque branche.

Si chaque indice de modulation varie respectivement en fonction des références sinusoïdales triphasées, les indices de modulation de chaque branche sont :

$$\begin{aligned}
m_a &= \frac{1}{2} + m \sin(\omega t) \\
m_b &= \frac{1}{2} + m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\
m_c &= \frac{1}{2} + m \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)
\end{aligned} \tag{2.33}$$

Ensuite, la tension de ligne peut être calculée comme suit :

$$\begin{aligned}
v_{ab} &= v_{a0} - v_{b0} = \sqrt{3}mV_{dc} \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{6}\right) \\
v_{bc} &= v_{b0} - v_{c0} = \sqrt{3}mV_{dc} \sin\left(\omega t - \frac{5\pi}{6}\right) \\
v_{ca} &= v_{c0} - v_{a0} = \sqrt{3}mV_{dc} \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right)
\end{aligned} \tag{2.34}$$

Les tensions de ligne qui en résultent dans (2.34) sont contrôlées en commandant à la fois l'amplitude et la fréquence. L'amplitude peut être réglée par l'indice de modulation. La fréquence et la phase sont commandées par la forme d'onde modulante. En faisant cela, le convertisseur à deux étages et trois branches peut synthétiser des tensions triphasées sous des contraintes de tension/fréquence/phase arbitraire.

2.3 Conclusion

Au cours de ce chapitre, le SCEE à MADA a été mis en évidence en étudiant ses principales composantes telles que : la turbine éolienne, la MADA, la boîte de vitesse et les convertisseurs de puissances utilisées.

CHAPITRE 3

MODÉLISATION DE LA MADA, LOIS DE COMMANDE DE CCR ET MODÉLISATION DE CCG

3.1 Introduction

La modélisation mathématique est la première étape nécessaire pour étudier la machine asynchrone à double alimentation.

Le modèle d-q d'une machine asynchrone est le plus largement utilisé, car il offre de nombreux avantages au niveau de contrôle de la machine asynchrone (Masaud, 2013).

Ce chapitre sera consacré à la modélisation de la MADA, ce qui contribue en outre à développer la stratégie de contrôle pour le CCR, ainsi que la modélisation de CCG dans un repère d-q en rotation synchrone.

3.2 Modélisation de la MADA dans le système triphasé « abc »

En raison de sa géométrie et la répartition de ses enroulements, l'étude de la MADA est plus complexe si on tient compte de sa configuration exacte. Il est alors nécessaire d'établir quelques hypothèses simplificatrices sans altérer le fonctionnement de la MADA, ces hypothèses doivent certainement limiter la capacité du modèle à bien représenter tous les aspects de la MADA, mais qui permettent d'obtenir un modèle mathématique simple (Azaizia, 2008; Defontaines, 2012).

Azaizia (2008) énumère les hypothèses de modélisation comme suit :

- La machine est symétrique et à entrefer constant.
- Le circuit magnétique n'est pas saturé et parfaitement feuilleté : Il en résulte que les pertes fer et les pertes par hystérésis sont négligeables et que seuls les enroulements sont parcourus par des courants.
- La force magnétomotrice créée dans une phase du stator et du rotor a la répartition sinusoïdale le long de l'entrefer.

- L'effet de la température n'est pas prise en compte : il en résulte que tous les coefficients d'inductances propres sont constants et que les coefficients d'inductances mutuelles sont en fonction de leur axes magnétiques.

La Figure 3.1 montre la représentation spatiale de la machine asynchrone dans le repère triphasé abc (Defontaines, 2012)

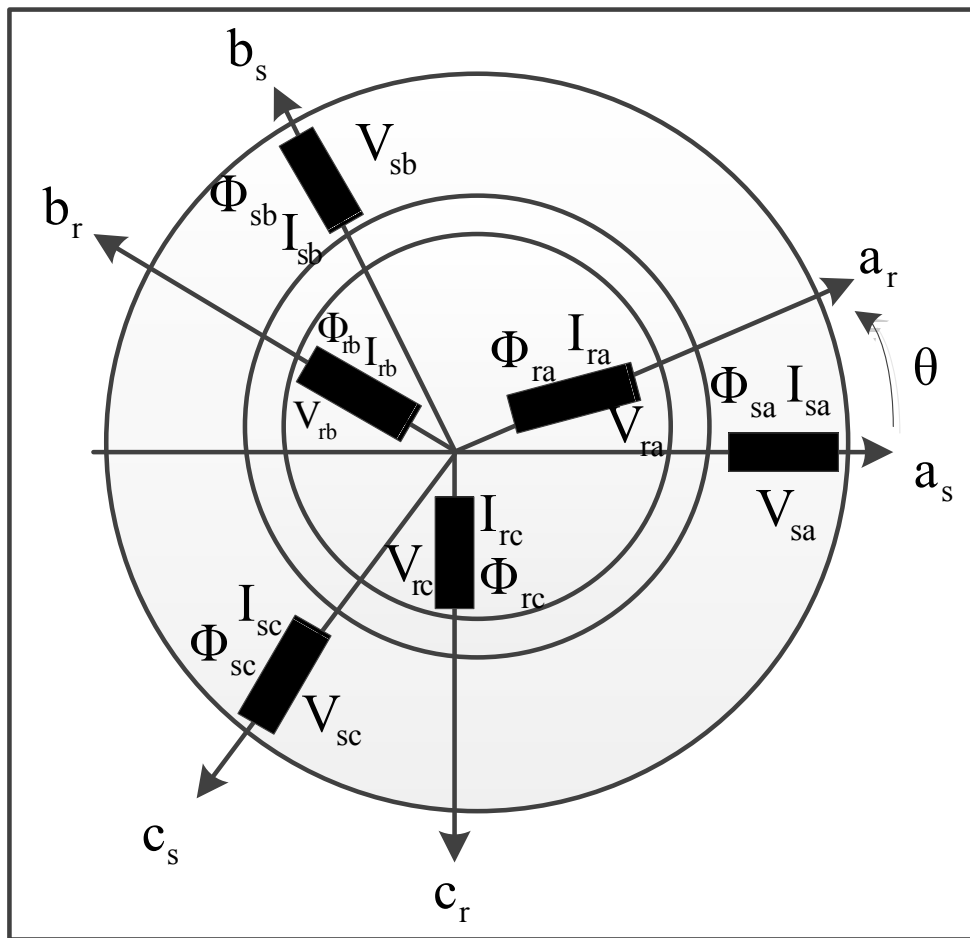


Figure 3.1 Représentation spatiale de la MAS dans le repère triphasé "abc" tirée et modifiée de Defontaines (2012)

où :

a_r, b_r, c_r les vecteurs orientés suivant les enroulements rotoriques ;

a_s, b_s, c_s les vecteurs orientés suivant les enroulements statoriques ;

θ : L'angle de position entre le stator et le rotor.

3.2.1 Équations des tensions électriques triphasées de la MADA dans le plan « abc »

En tenant compte des hypothèses citées ci-dessus et en se référant au modèle préparé par Remi Defontaines (2012), on peut écrire les tensions triphasées statoriques et rotoriques comme suit :

$$\begin{aligned} [V_s] &= [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dt} [\Phi_s] \\ [V_r] &= [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt} [\Phi_r] \end{aligned} \quad (3.1)$$

où

$[V_s] = [V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}]^T$ Et $[V_r] = [V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}]^T$, sont respectivement les tensions triphasées du stator et du rotor.

$[I_s] = [I_{sa}, I_{sb}, I_{sc}]^T$ Et $[I_r] = [I_{ra}, I_{rb}, I_{rc}]^T$, sont respectivement les courants triphasés du stator et du rotor

$[\Phi_s] = [\Phi_{sa}, \Phi_{sb}, \Phi_{sc}]^T$ Et $[\Phi_r] = [\Phi_{ra}, \Phi_{rb}, \Phi_{rc}]^T$, sont respectivement les vecteurs de flux traversant les enroulements statoriques et rotoriques.

$[R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$ et $[R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$, sont respectivement les matrices des résistances statoriques et rotoriques par phase.

3.2.2 Équations des flux magnétiques de la MADA dans le plan « abc »

D'après Azaizia (2008) et Defontaines (2012), les équations de flux rotoriques et statoriques de la MADA dans le plan « abc » sont :

$$[\Phi_s] = [L_s] \cdot [I_s] + [L_m] \cdot [I_r] \quad (3.2)$$

$$[\Phi_r] = [L_r] \cdot [I_r] + [L_m]^T \cdot [I_s]$$

où :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_{ls} & M_{ss} & M_{ss} \\ M_{ss} & L_{ls} & M_{ss} \\ M_{ss} & M_{ss} & L_{ls} \end{bmatrix}, \text{ est la matrice inductance de fuite du stator,}$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} L_{lr} & M_{rr} & M_{rr} \\ M_{rr} & L_{lr} & M_{rr} \\ M_{rr} & M_{rr} & L_{lr} \end{bmatrix}, \text{ est la matrice inductance de fuite du rotor,}$$

L_{ls} et L_{lr} sont respectivement les inductances d'une phase au stator et d'une phase au rotor,
 M_{ss} et M_{rr} sont respectivement les inductances mutuelles statoriques et rotoriques (entre deux phases statoriques et entre deux phases rotoriques)

$$[L_m] = L_m \begin{bmatrix} \cos(p \cdot \theta) & \cos(p \cdot \theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(p \cdot \theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(p \cdot \theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p \cdot \theta) & \cos(p \cdot \theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(p \cdot \theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(p \cdot \theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(p \cdot \theta) \end{bmatrix} \text{ est la matrice des}$$

inductances mutuelles cycliques (matrice de couplage) entre le stator et le rotor.

p : nombre de paires de pôle de la MADA.

En injectant les équations de flux de (3.2) dans (3.1), les équations des tensions statoriques et rotoriques sont :

$$\begin{aligned} [V_s] &= [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dt}([L_s] \cdot [I_s]) + \frac{d}{dt}([L_m] \cdot [I_r]) \\ [V_r] &= [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt}([L_r] \cdot [I_r]) + \frac{d}{dt}([L_m]^T \cdot [I_s]) \end{aligned} \quad (3.3)$$

3.2.3 Équations de couple électromagnétique de la MADA dans le plan « abc »

D'après Azaizia (2008) et Defontaines (2012), le couple électromagnétique de la MADA dans le plan « abc » est le suivant :

$$C_{em} = p [I_s]^T \cdot \frac{d}{d\theta} ([L_m] \cdot [I_r]) \quad (3.4)$$

Le fonctionnement de la MADA est géré par un système non linéaire à plusieurs équations. Son étude analytique dans le plan triphasé « abc » est très complexe et sa résolution est très difficile. En raison de cette complexité, on fait appel à un changement de repère permettant le passage d'un système triphasé complexe à un système biphasé simple.

3.3 Transformation de Park

La transformation de Park utilisée en particulier pour la commande vectorielle des machines n'est que le changement de repère abordé dans la section précédente.

Ce changement du repère d'un plan triphasé « abc » vers un plan biphasé simple d-q permet la simplification des équations de la MADA en éliminant les inductances variables dans le temps (en raison de ses inductances propres et mutuelles variables) et en transformant les enroulements statoriques et rotoriques triphasés en des enroulements biphasés orthogonaux, ce qui rend à la fin la matrice de couplage entre le stator et le rotor indépendante du terme θ .

Par conséquent, cela réduit le cauchemar de calcul (Masaud, 2013).

En effet, toutes les inductances dans le modèle transformé sont invariables dans le temps et peuvent être résolues facilement en utilisant des techniques numériques standards.

L'équation (3.5) explique ce concept avec les équations de la tension induite dans les cas d'une inductance variable dans le temps (Masaud, 2013) ;

$$v(t) = \frac{d}{dt}(L(t)i_L(t)) = L(t)\frac{d}{dt}i_L(t) + i_L(t)\frac{d}{dt}L(t) \quad (3.5)$$

Pour une inductance invariable dans le temps, la résolution de l'équation de la tension induite est beaucoup moins complexe comme indiqué dans l'équation (2.6) (Masaud, 2013);

$$v(t) = \frac{d}{dt}(Li_L(t)) = L\frac{d}{dt}i_L(t) \quad (3.6)$$

En supposant que le système triphasé est équilibré et que les enroulements statoriques et rotoriques sont symétriques, une représentation vectorielle triphasée se transforme en une représentation vectorielle d-q-o (la composante homopolaire $x_o = 0$) (Jing, 2012).

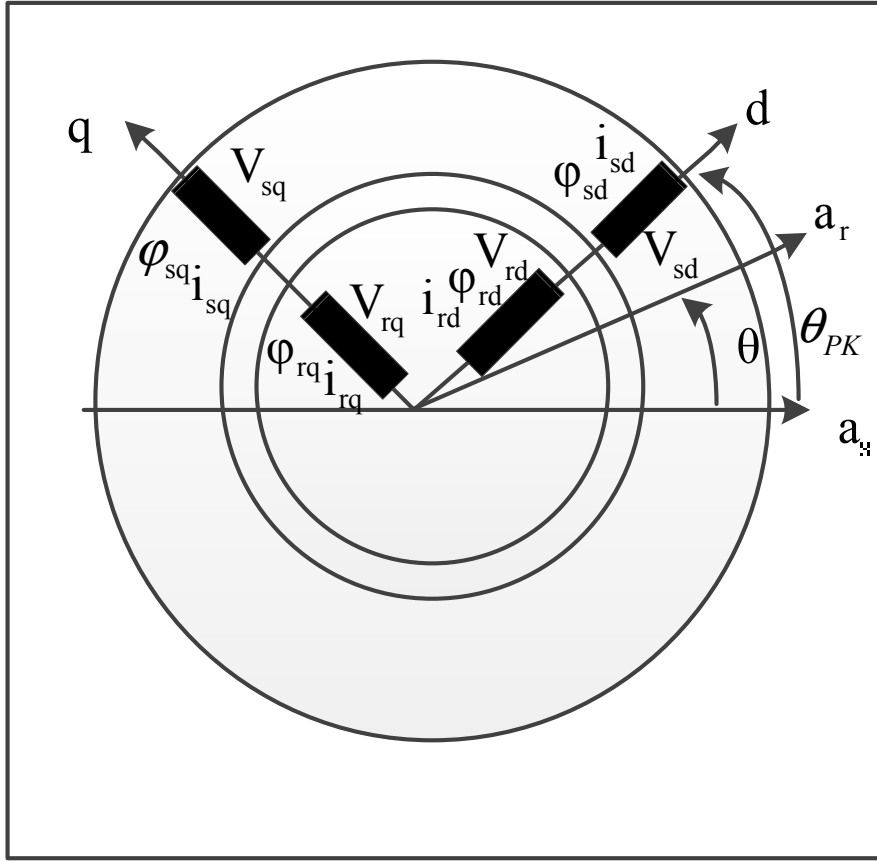


Figure 3.2 Schéma de la transformation de Park dans le repère d-q-o tirée et modifiée de Defontaines (2012),

Grâce à la transformation de Park, le repère d-q-o peut être orienté selon le stator ou bien selon le rotor ou encore suivant le champ tournant (Azaizia, 2008). Ce dernier est le repère le plus préférable lors de la commande de la MADA où les grandeurs liées au stator et au rotor sont connues en régime permanent, et où la vitesse de rotation du champ électromagnétique du stator est $\omega_s = \omega_{PK}$ ainsi que la vitesse de rotation du rotor est égale à $\omega_r = \omega_{PK} - \omega$

θ_{PK} représente l'angle de la transformation de Park (Azaizia, 2008; Defontaines, 2012).

D'après Defontaines (2012), les matrices de Park permettant le passage des composants statoriques et rotoriques X_{abc} (tensions, courants et flux) du repère triphasé au repère biphasé sont respectivement :

$$P(\theta_{PK})_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos \theta_{PK} & \cos\left(\theta_{PK} - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_{PK} + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta_{PK} & -\sin\left(\theta_{PK} - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_{PK} + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

$$P(\theta_{PK} - \theta)_r = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta_{PK} - \theta) & \cos\left(\theta_{PK} - \theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_{PK} - \theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_{PK} - \theta) & -\sin\left(\theta_{PK} - \theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_{PK} - \theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

3.3.1 Grandeurs statoriques et rotoriques dans le plan d-q-o

Dans le plan d-q-o, les tensions du stator et du rotor sont respectivement ;

$$\begin{cases} [V_{sdq}] = [P(\theta_{PK})_s] \cdot [V_s] \\ [V_{rdq}] = [P(\theta_{PK} - \theta)_r] \cdot [V_r] \end{cases} \quad (3.9)$$

les courants du stator et du rotor sont respectivement ;

$$\begin{cases} [i_{sdq}] = [P(\theta_{PK})_s] \cdot [I_s] \\ [i_{rdq}] = [P(\theta_{PK} - \theta)_r] \cdot [I_r] \end{cases} \quad (3.10)$$

les flux au stator et au rotor sont respectivement ;

$$\begin{cases} [\varphi_{sdq}] = [P(\theta_{PK})_s] \cdot [\Phi_s] \\ [\varphi_{rdq}] = [P(\theta_{PK} - \theta)_r] \cdot [\Phi_r] \end{cases} \quad (3.11)$$

3.3.2 Équations des grandeurs statoriques et rotoriques de la MADA dans le plan d-q-o

L'application des matrices de passage (3.7) et (3.8) à l'équation (3.1) permet d'écrire les tensions statoriques et rotoriques dans le repère d-q-o comme suit (Defontaines, 2012) :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_{PK} \varphi_{sq} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_{PK} \varphi_{sd} \\ V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - (\omega_{PK} - \omega) \varphi_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + (\omega_{PK} - \omega) \varphi_{rd} \end{cases} \quad (3.12)$$

où :

$$\begin{aligned} \frac{d\theta_{PK}}{dt} &= \omega_{PK} \\ \frac{d\theta}{dt} &= \omega \end{aligned}$$

De même, l'application des matrices de passage (3.7) et (3.8) à l'équation des flux de la MADA (3.2), après simplifications, permet d'écrire les équations de flux de la MADA en fonction des courants comme suit (Defontaines, 2012) :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \\ \varphi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \end{cases} \quad (3.13)$$

3.3.3 Schéma équivalent de la MADA

En introduisant dans (3.13) les inductances cycliques statorique et rotorique ci-dessous (Defontaines, 2012) :

$$\begin{cases} L_s = L_{ls} + L_m \\ L_r = L_{lr} + L_m \end{cases} \quad (3.14)$$

Les équations de flux de la MADA dans le plan d-q-o deviennent:

$$\begin{cases} \phi_{sd} = (L_{ls} + L_m)i_{sd} + L_m i_{rd} = L_{ls}i_{sd} + L_m i_m \\ \phi_{sq} = (L_{ls} + L_m)i_{sq} + L_m i_{rq} = L_{ls}i_{sq} + L_m i_m \\ \phi_{rd} = (L_{lr} + L_m)i_{rd} + L_m i_{sd} = L_{lr}i_{rd} + L_m i_m \\ \phi_{rq} = (L_{lr} + L_m)i_{rq} + L_m i_{sq} = L_{lr}i_{rq} + L_m i_m \end{cases} \quad (3.15)$$

En se rappelant que $\omega_s = \omega_{pK}$ et $\omega_r = \omega_{pK} - \omega$, les équations dans (3.10) s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ V_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd} \\ V_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ V_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd} \end{cases} \quad (3.16)$$

La MADA peut être représentée comme un circuit équivalent d-q-o découplé dans un référentiel lié au champ tournant. La Figure 3.3 représente le circuit équivalent du modèle dynamique dq0 de la MADA, dans lequel il n'y a pas d'inductances variables dans le temps (Wu, 2006). Toutes les équations de la machine asynchrone dans le repère d-q sont bien connues et peuvent être trouvées dans (Ozpineci et Tolbert, 2003). Elles ont été utilisés dans l'élaboration du modèle d-q-o de la MADA. Le schéma équivalent de la MADA peut se dessiner comme suit :

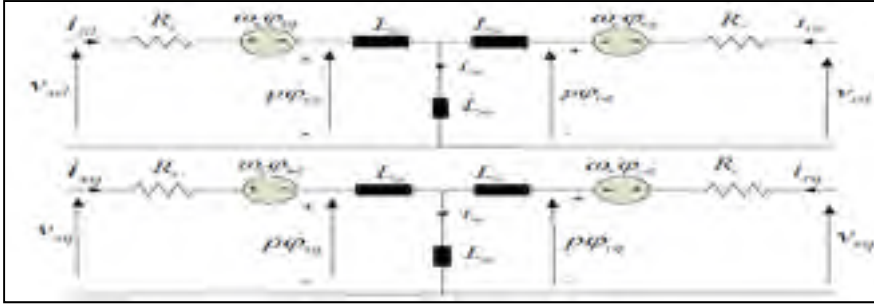


Figure 3.3 Schéma équivalent de la MADA dans un référentiel d-q-o lié au champ tournant.
tiré et modifié de Defontaines (2012),

3.3.4 Équations du couple électromagnétique de la MADA

À partir de l'équation (3.4) on peut déterminer l'expression du couple électromagnétique en fonction des courants et des flux statoriques et rotoriques.

D'après Defontaines (2012), le couple électromagnétique est défini comme suit :

$$\begin{cases} C_{em} = p \frac{L_m}{L_r} (\varphi_{rd} i_{sq} - \varphi_{rq} i_{sd}) \\ C_{em} = p \frac{L_m}{L_s} (\varphi_{sd} i_{rq} - \varphi_{sq} i_{rd}) \end{cases} \quad (3.17)$$

3.4 Détermination des lois de Commande

Le modèle dynamique d-q-o de la MADA permet l'étude du comportement de celle-ci dans les modes de fonctionnement hypo synchrone et hyper synchrone ainsi que l'application de l'approche de contrôle vectoriel. Ce modèle est utilisé pour mettre en œuvre l'approche du contrôle vectoriel afin de contrôler la puissance active fournie par la MADA (Masaud, 2013).

3.4.1 Principes fondamentaux de contrôle vectoriel d'une machine asynchrone

La machine asynchrone contrôlée par la commande vectorielle fonctionne de façon très similaire à une machine à courant continu à excitation séparée, dans lequel le flux et le couple peuvent être contrôlés de manière indépendante par le courant d'excitation I_f et le

courant d'induit I_a respectivement. La Figure 3.4 montre la comparaison entre les principes d'une machine à courant continu à excitation séparée et le contrôle vectoriel d'une machine à induction (Masaud, 2013).

Dans le cas d'une machine à courant continu, le couple électromagnétique développé est exprimé en fonction du courant de l'induit et du courant d'excitation :

$$C_{em} = K I_a I_f \quad (3.18)$$

où I_a et I_f sont respectivement le courant de l'induit et le courant d'excitation. Le courant d'excitation produit le flux Φ_a qui est perpendiculaire au flux Φ_f créé par le courant inducteur I_f (Masaud, 2013). Cela signifie que les flux d'induit et d'inducteur sont découplés naturellement comme illustré à la Figure 3.4. En raison de ce découplage, lorsque le couple induit est contrôlé en contrôlant le courant induit I_a , le flux de l'inducteur Φ_f n'est pas affecté et le contraire est vrai, ce qui signifie que lorsque le flux inducteur Φ_f est contrôlé en contrôlant le courant inducteur, le couple de l'induit n'est pas affecté. Cette performance de découplage peut être étendue à une machine asynchrone à régulation vectorielle telle qu'illustrée à la Figure 3.4 (Masaud, 2013).

Dans ce cas, la composante de courant statorique sur l'axe d notée i_{sd} correspond au courant d'inducteur dans le cas d'une machine à courant continu et la composante de courant statorique sur l'axe q notée i_{sq} correspond au courant d'induit. Cela signifie que pour contrôler une machine asynchrone utilisant le contrôle vectoriel, les deux composantes de courant statorique i_{sd} et i_{sq} sont orthogonales (ou découplée) lorsque la composante de couple i_{sq} est alignée avec l'axe q, et la composante de flux i_{sd} est alignée avec l'axe d.

Donc, le couple électromagnétique d'une machine asynchrone à contrôle vectoriel peut être exprimé en fonction des deux courants i_{sd} et i_{sq} comme suit:

$$C_{em} = K i_{sd} i_{sq} \quad (3.19)$$

où i_{sq} et i_{sd} sont les composantes du couple et du flux respectivement.

Par conséquent, le couple électromagnétique et le flux peuvent être contrôlés indépendamment en contrôlant respectivement i_{sq} et i_{sd} (Masaud, 2013).

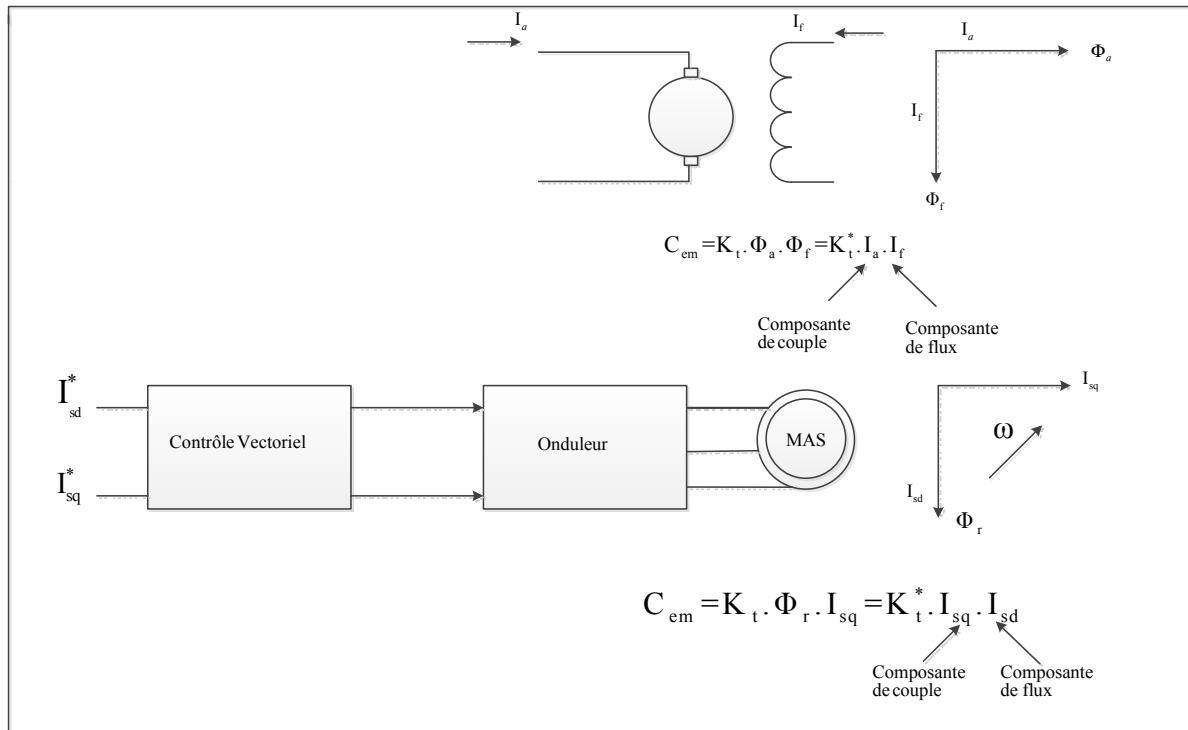


Figure 3.4 MCC à excitation séparée et contrôle vectoriel d'une MAS
tirée et modifiée de Masaud (2013),

Le contrôle vectoriel permet de contrôler séparément le couple et le flux de la MADA

Une orientation de référentiel suivant l'axe d permet de contrôler le flux et une orientation suivant l'axe q permet de contrôler le couple électromagnétique (Masaud, 2013).

La commande vectorielle est l'une des méthodes les plus courantes appliquées à la MADA pour contrôler le flux de la puissance active et réactive entre le stator et le réseau. Elle peut être appliquée sur le CCR comme sur le CCG. L'objectif du CCR est de diriger indépendamment les puissances actives et réactives du stator, tandis que l'objectif de CCG est de maintenir la tension du bus continu constante, quelles que soient l'amplitude et la direction de la puissance du rotor (Srirattanawichaikul et al., 2010).

La conception du CCR pour contrôler la puissance active de stator de la MADA est l'objectif principal de cette étude. De plus, le système de contrôle de CCG peut également être conçu pour réguler la puissance réactive.

3.4.2 La commande vectorielle de convertisseur du côté rotor CCR

L'objectif principal d'algorithme de contrôle développé pour le CCR est de contrôler la puissance active et réactive de stator de la MADA indépendamment en contrôlant les composantes de courant du rotor (i_{rd} et i_{rq}). L'algorithme de commande de CCR se compose de deux boucles de courant de régulation en cascade. Les boucles internes de contrôle de courant règlent indépendamment les composantes de courant de rotor d'axe d et d'axe q, i_{rd} et i_{rq} , selon certains référentiels synchrones tournants (Srirattanawichaikul et al., 2010). L'axe d et l'axe q de courants de références du rotor sont alignés avec le couple électrique et la puissance réactive respectivement.

Dans l'objectif d'aligner l'axe direct « d » du référentiel synchrone à la séquence positive de la tension du stator, un PLL est utilisé pour calculer l'angle θ_r . L'objectif de la boucle externe est de réguler le couple ainsi que la puissance active. Le flux de la MADA peut être orienté par rapport au stator ou au rotor ou par rapport au champ tournant. L'orientation de référentiel selon le flux statorique est la plus utilisée et sera adoptée lors du développement de l'algorithme de commande pour le CCR tel qu'il est mentionné dans le premier chapitre. Orienter le flux de la MADA (Flux statorique dans notre cas) selon un axe précis de notre repère biphasé d-q-o permet d'annuler sa composante sur l'autre axe. Ce qui permet de simplifier de plus en plus les équations de la MADA dans le repère d-q-o et contribuer à développer des lois simples de commande de CCR.

3.4.2.1 Orientation du flux statorique selon l'axe q

- *Équations des flux statoriques et rotoriques*

D'après l'équation (3.13), les équations des flux statoriques de la MADA dans le repère dq0 sont :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \varphi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \end{cases} \quad (3.20)$$

L'axe q est aligné avec le vecteur de flux conductif du stator noté ϕ_s (Defontaines, 2012).

où :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = 0 \\ \varphi_{sq} = \phi_s \end{cases} \quad (3.21)$$

(3.21) dans (3.20), les flux statoriques peuvent s'écrire comme suit :

$$\begin{cases} \varphi_{sd} = 0 = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \varphi_{sq} = \phi_s = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \end{cases} \quad (3.22)$$

D'après Defontaines (2012) on admet que :

$$\phi_s = \varphi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} = L_m i_m \quad (3.23)$$

D'où les courants statoriques dans le repère d-q-o sont :

$$\begin{aligned} i_{sd} &= -\frac{L_m}{L_s} i_{rd} \\ i_{sq} &= \frac{L_m}{L_s} i_m - \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \end{aligned} \quad (3.24)$$

En se rappelant que les flux rotoriques d'après l'équation (3.15) sont :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \varphi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \end{cases} \quad (3.25)$$

On obtient :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m \left(-\frac{L_m}{L_s} \right) i_{rd} = L_r i_{rd} \left(1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s} \right) \\ \varphi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} = L_r i_{rq} + L_m \left(\frac{L_m}{L_s} i_m - \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \right) = \frac{L_m^2}{L_s} i_m + \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{rq} \end{cases} \quad (3.26)$$

Soit le flux de dispersion de Blondel σ définie comme suit :

$$\sigma = \left(1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s} \right) \quad (3.27)$$

Les flux rotoriques dans le plan d-q-o sont :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = L_r i_{rd} \sigma \\ \varphi_{rq} = \frac{L_m^2}{L_s} i_m + i_{rq} L_r \sigma \end{cases} \quad (3.28)$$

Récapitulons, les flux statoriques et rotoriques dans le plan d-q-o sont les suivants :

$$\begin{aligned} \varphi_{sd} &= 0 \\ \varphi_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \\ \varphi_{rd} &= L_r i_{rd} \sigma \\ \varphi_{rq} &= \frac{L_m^2}{L_s} i_m + i_{rq} L_r \sigma \end{aligned} \quad (3.29)$$

- *Équations des tensions statoriques et rotoriques*

D'après l'équation (3.16) et compte tenu des nouvelles équations des flux de la MADA dans (3.29), les expressions de tensions statoriques en régime dynamique sont :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} - \omega_s (L_s i_{sq} + L_m i_{rq}) \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d}{dt} (L_s i_{sq} + L_m i_{rq}) \end{aligned} \quad (3.30)$$

La connexion directe du stator au réseau électrique rend la résistance statorique négligeable et le courant magnétisant du stator i_m peut être considéré constant (Defontaines, 2012). Ce qui implique que $\frac{di_m}{dt} = 0$.

L'équation (3.29) des tensions statoriques devient:

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} - \omega_s L_m i_m \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} \end{aligned} \quad (3.31)$$

D'après l'équation des tensions électriques de la MADA (3.16), les tensions rotoriques sont :

$$\begin{aligned} v_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \varphi_{rq} \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \varphi_{rd} \end{aligned} \quad (3.32)$$

On introduit les équations des flux rotoriques (3.28) dans l'équation des tensions rotoriques (3.32), tout calcul fait, les équations des tensions rotoriques en régime dynamique s'expriment comme suit :

$$\begin{aligned} v_{rd} &= R_r i_{rd} + L_r \sigma \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_r (L_r i_{rq} + L_m i_{sq}) \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + L_r \sigma \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_r (L_r i_{rd} + L_m i_{sd}) \end{aligned} \quad (3.33)$$

avec :

$$\begin{aligned} u_{rd} &= L_r \sigma \frac{di_{rd}}{dt} \\ u_{rq} &= L_r \sigma \frac{di_{rq}}{dt} \end{aligned}$$

Les tensions du rotor et du stator dans le plan de référence d-q-o sont :

$$\begin{aligned} v_{rd}^* &= R_r i_{rd} + u_{rd} - \omega_r (L_r i_{rq} + L_m i_{sq}) \\ v_{rq}^* &= R_r i_{rq} + u_{rq} + \omega_r (L_r i_{rd} + L_m i_{sd}) \end{aligned} \quad (3.34)$$

À partir de l'équation (3.17) et en sachant que le flux du stator suivant l'axe d est nul, le couple électromagnétique devient le suivant :

$$C_{em} = -p \frac{L_m}{L_s} (\varphi_{sq} i_{rd}) \quad (3.35)$$

À partir de (3.35), on peut déterminer l'expression du courant rotorique de référence sur l'axe d.

$$i_{rd}^* = -\frac{L_s C_{em}^*}{p L_m \varphi_{sq}} = \frac{1}{K} \frac{C_{em}^*}{\varphi_{sq}} \quad (3.36)$$

avec $K = -\frac{p L_m}{L_s}$

La régulation de la vitesse du rotor ω_r par rapport à sa référence ω_r^* permet d'obtenir le couple électromagnétique de référence C_{em}^* . La composante de courant rotorique sur l'axe q i_{rq}^* est nulle. L'algorithme de contrôle développé pour contrôler le CCR est montré à la Figure 3.5 comme suit :

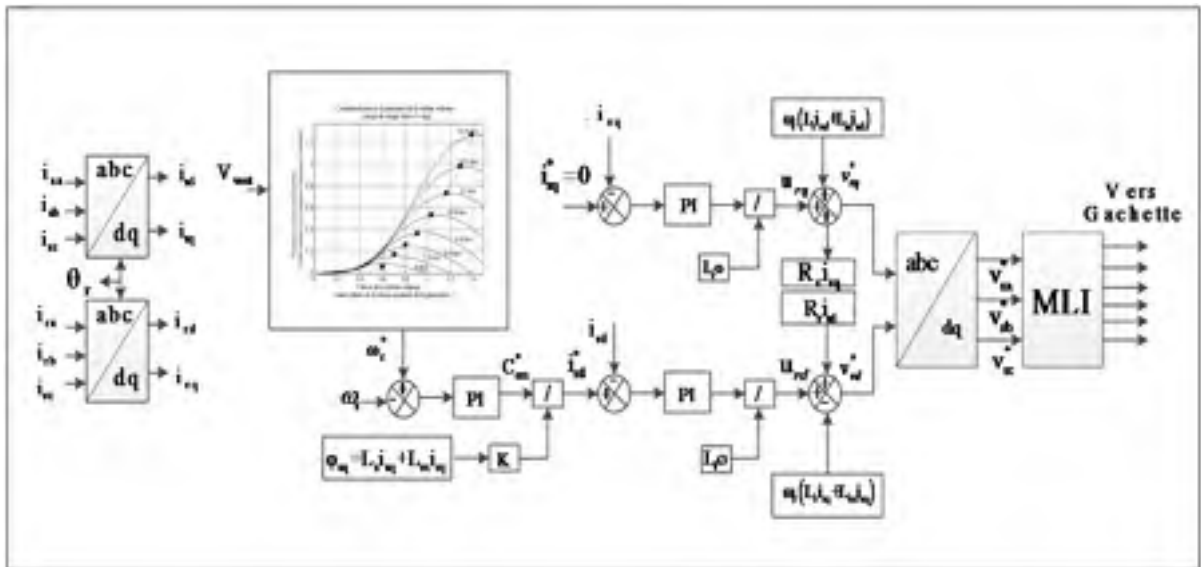


Figure 3.5 Schéma de commande de CCR

3.4.3 Modélisation de CCG dans un repère stationnaire

On se sert de la modélisation de convertisseur dos à dos faite par Singh (2010a) pour modéliser notre CCG comme suit :

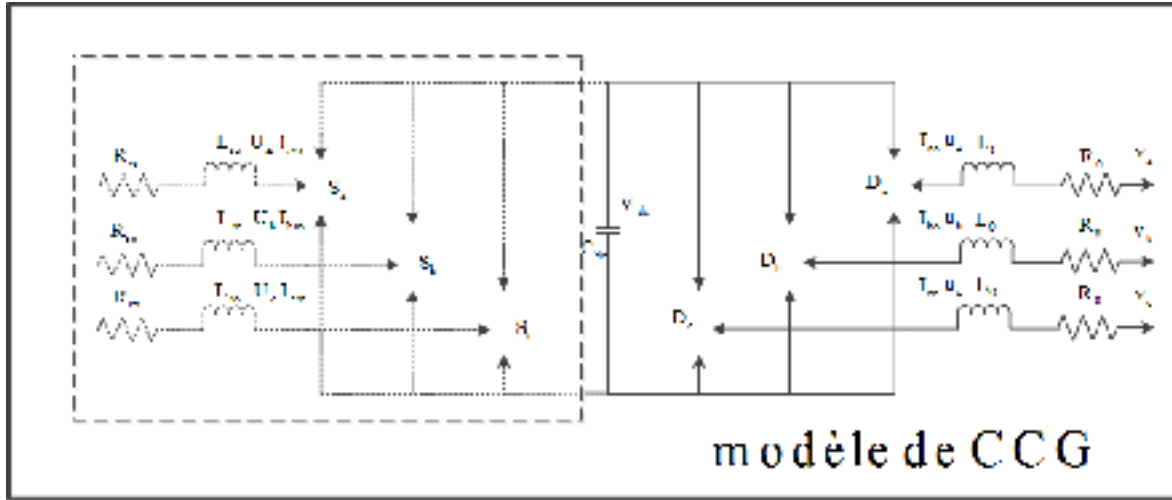


Figure 3.6 Modèle équivalent de convertisseur dos à dos
tiré et modifié de Singh (2010)

Les équations de tensions de convertisseur à côté du réseau électrique peuvent s'écrire comme suit :

$$\begin{cases} v_a = -R_o I_{ao} - L_o \frac{dI_{ao}}{dt} + u_a = -R_o I_{ao} - L_o \frac{dI_{ao}}{dt} + V_{dc} \frac{2D_a - D_b - D_c}{3} \\ v_b = -R_o I_{bo} - L_o \frac{dI_{bo}}{dt} + u_b = -R_o I_{bo} - L_o \frac{dI_{bo}}{dt} + V_{dc} \frac{-D_a + 2D_b - D_c}{3} \\ v_c = -R_o I_{co} - L_o \frac{dI_{co}}{dt} + u_c = -R_o I_{co} - L_o \frac{dI_{co}}{dt} + V_{dc} \frac{-D_a - D_b + 2D_c}{3} \end{cases} \quad (3.37)$$

De la même manière, le système d'équations pour le bus DC est donné par la relation suivante :

$$C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = S_a \cdot I_{aro} + S_b \cdot I_{bro} + S_c \cdot I_{cro} - (D_a \cdot I_{ao} + D_b \cdot I_{bo} + D_c \cdot I_{co}) \quad (3.38)$$

où (S_a , S_b , S_c et D_a , D_b , D_c) indiquent les positions de commutation de chaque phase respectivement pour le CCR et le CCG. S , D peuvent être soit égales à 0 ou 1 où S , $D = 1$ indique que la sortie est reliée à la borne positive du condensateur de liaison à courant continu.

3.4.4 Modélisation de CCG dans un repère en rotation

L'application de la transformée de Park permet le passage des composants triphasés de CCG en composants biphasés dans un cadre de référence en rotation d-q. Ce dernier est utilisé pour modéliser le système en raison de ses avantages bien connus comme la facilité de développement des algorithmes de contrôle. En effet, grâce à la transformation de Park qui permet de convertir les signaux sinusoïdaux en signaux DC équivalents, il devient très facile de développer des contrôleurs type Proportionnel Intégral (PI) pour les signaux DC avec une meilleure performance en régime établi. Ce repère d-q est ainsi largement utilisé dans l'application de filtrage de la puissance active et sera très utile pour contrôler la puissance active et réactive indépendamment en offrant un contrôle découplé entre eux (Singh, 2010a). D'après Singh (2010a) et en éliminant la composante homopolaire ($u_0=0$) pour un système triphasé équilibré, le CCG peut être modélisé par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} u_d = R_o \cdot i_{do} + L_o \frac{di_{do}}{dt} - \omega_s \cdot L_o \cdot i_{qo} + v_d \\ u_q = R_o \cdot i_{qo} + L_o \frac{di_{qo}}{dt} + \omega_s \cdot L_o \cdot i_{do} + v_q \end{cases} \quad (3.39)$$

On peut écrire alors :

$$\begin{cases} v_d = -R_o \cdot i_{do} - L_o \frac{di_{do}}{dt} + \omega_s \cdot L_o \cdot i_{qo} + u_d \\ v_q = -R_o \cdot i_{qo} - L_o \frac{di_{qo}}{dt} + \omega_s \cdot L_o \cdot i_{do} + u_q \end{cases} \quad (3.40)$$

De même, l'équation de bus DC peut être écrite dans le repère d-q comme suit :

$$C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{U_{dro}}{V_{dc}} \cdot i_{dro} + \frac{U_{qro}}{V_{dc}} \cdot i_{qro} - \left(\frac{u_d}{V_{dc}} \cdot i_{do} + \frac{u_q}{V_{dc}} \cdot i_{qo} \right) \quad (3.41)$$

3.4.5 Modèle de CCG dans le repère d-q

Étant donné que la configuration proposée de convertisseur dos à dos se compose des convertisseurs de puissance en source de tension, commandés en courant, la conception de l'algorithme de commande qui est basé sur le contrôle de courant pour le CCG est prise en considération dans cette étude.

L'équation (3.39) pour le CCG peut être représentée comme un système électrique couplé comme représenté à la Figure 3.7.

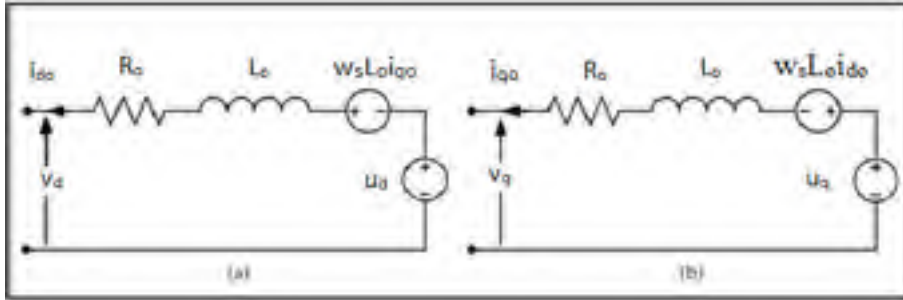


Figure 3.7 Modèle d-q de CCG
tirée et modifiée de Masaud (2013)

La transformée de Laplace de l'équation (3.39) est la suivante :

$$\begin{cases} u_d(s) = (R_o + L_o s) \cdot i_{do}(s) - \omega_s \cdot L_o \cdot i_{qo}(s) + v_d(s) \\ u_q(s) = (R_o + L_o s) \cdot i_{qo}(s) - \omega_s \cdot L_o \cdot i_{do}(s) + v_q(s) \end{cases} \quad (3.42)$$

Le schéma de principe de l'équation (3.42) est représenté dans la figure 3.8

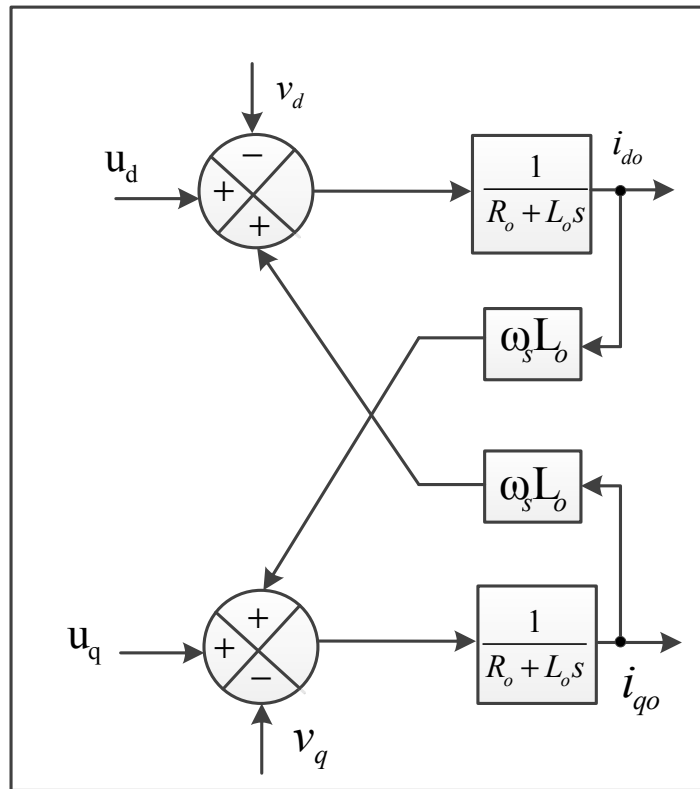


Figure 3.8 Schéma de principe du modèle d-q de CCG tiré et modifié de Singh (2010)

Le courant de l'onduleur est la variable la plus critique à contrôler pour le CCG qui est définie comme étant un convertisseur en source de tension commandée en courant *CC-VSI*. Dans la pratique, le régulateur externe de tension, le régulateur de puissance, le régulateur de vitesse, le régulateur de tension du bus DC, le régulateur de flux, etc., définissent le courant de référence pour les régulateurs internes de courant. Voilà pourquoi les contrôleurs de courant sont conçus pour répondre aux exigences fondamentales de base en plus d'une grande précision et d'une bande passante élevée.

La tension requise aux bornes de l'onduleur pour générer le courant souhaité peut être déterminée comme suit :

$$\begin{cases} u_d = R_o \cdot i_{do} + L_o \cdot \frac{di_{do}}{dt} - \omega_s \cdot L_o \cdot i_{qo} + v_d = \Delta v_d + v_d - \omega_s \cdot L_o \cdot i_{qo} \\ u_q = R_o \cdot i_{qo} + L_o \cdot \frac{di_{qo}}{dt} + \omega_s \cdot L_o \cdot i_{do} + v_q = \Delta v_q + v_q + \omega_s \cdot L_o \cdot i_{do} \end{cases} \quad (3.43)$$

La chute de tension Δv est due à la présence de l'inductance L_o et de la résistance R_o de filtre, qui peut être compensée par la conception optimale du contrôleur PI.

La figure 3.8 montre la mise en œuvre de régulateur du courant de l'onduleur modélisé dans l'équation (3.42). Ici, le caractère $\hat{}$ placé au-dessus d'une constante ou d'une variable indique la quantité estimée ou mesurée, qui peut inclure une erreur de mesure ou d'estimation.

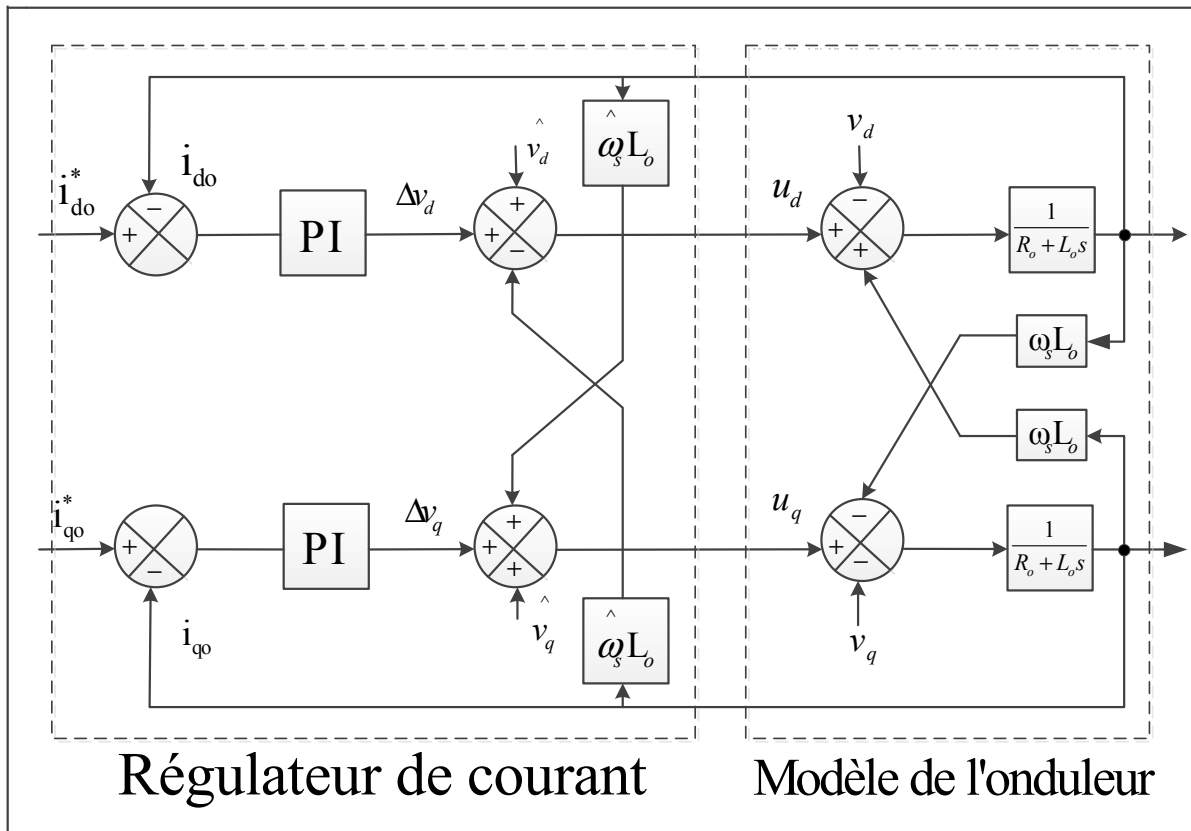


Figure 3.9 Conception d'un régulateur de courant PI dans le plan d-q
tirée et modifiée de Singh (2010)

Afin d'obtenir des gains optimaux pour le régulateur de courant PI, une conception plus simple du régulateur de courant est illustrée à la Figure 3.10.

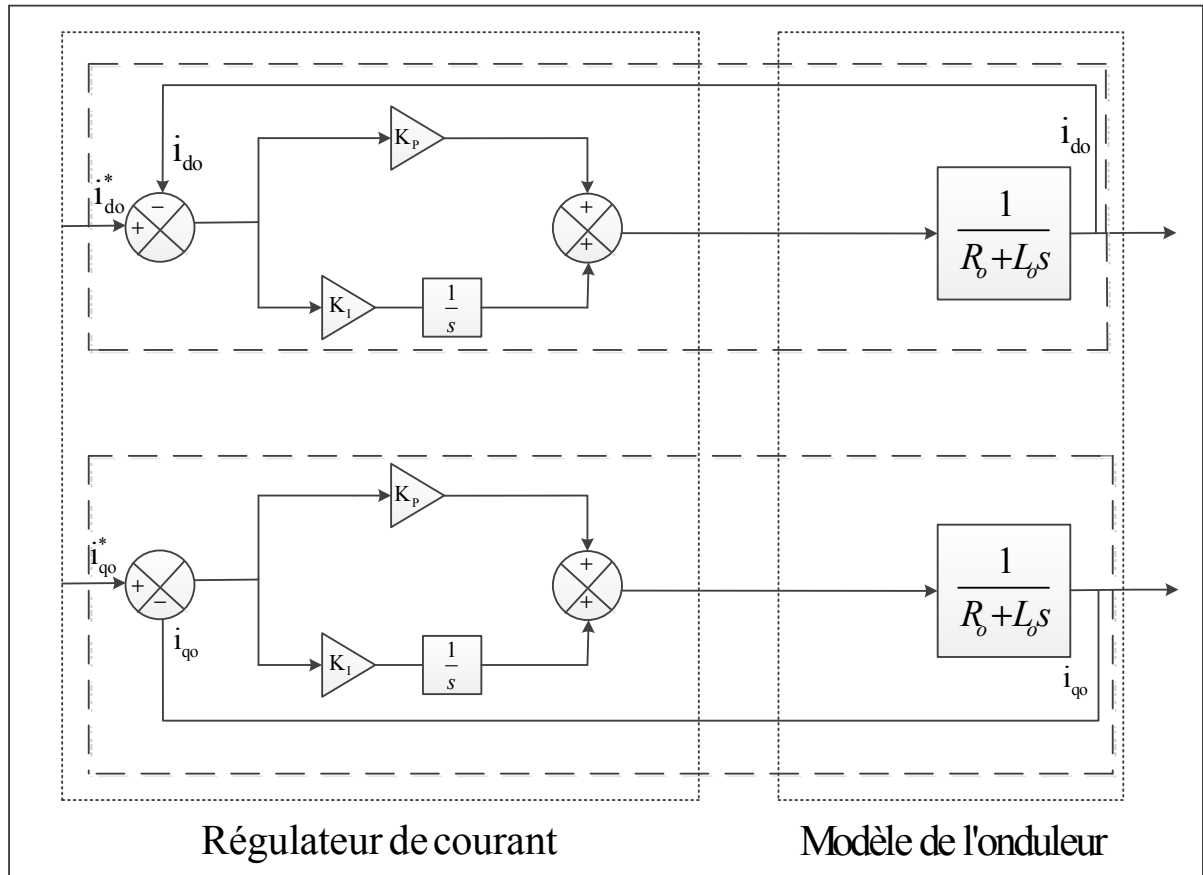


Figure 3.10 Modèle simplifié de PI dans le plan d-q
tiré et modifié de Singh (2010)

Ce genre de système simplifié se comporte d'une façon linéaire, donc les techniques de contrôle linéaire peuvent être utilisées pour déterminer les gains optimaux du régulateur PI de courant (K_p et K_i). En outre, seulement une estimation de la résistance et l'inductance du filtre est nécessaire pour concevoir le régulateur de courant.

La fonction de transfert en boucle fermée du système, représentée à la Figure 3.11 peut être dérivée de paramètres de filtre de sortie d'onduleur de tension tel qu'il figure dans l'équation (3.44).

$$H(s) = \frac{i}{i^*} = \frac{K_p \cdot s + K_I}{L_o \cdot s^2 + (R_o + K_p)s + K_I} \quad (3.44)$$

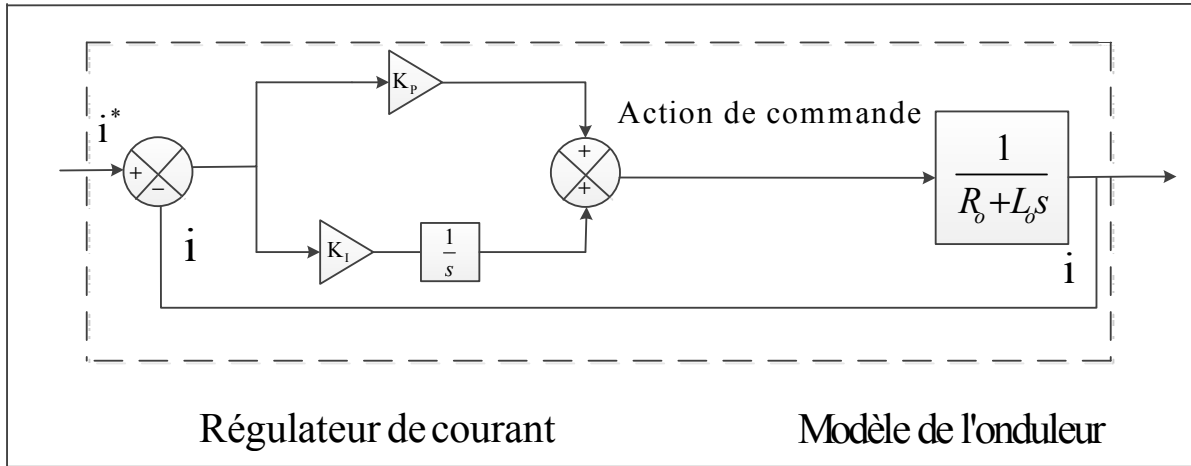


Figure 3.11 Équivalent de fonction de transfert de PI
tiré et modifié de Singh (2010)

De ce qui précède, étant donné la fonction de transfert, les gains du contrôleur peuvent être facilement déterminés pour les performances souhaitées, sous réserve de la condition des informations précises sur les paramètres du système.

3.5 Conclusion

Grâce à la transformation de Park, dans un premier temps, la modélisation de la GADA dans le repère d-q-o a contribué à développer les lois de commande de CCR.

Dans un deuxième temps, le CCG est modélisé ainsi dans un repère en rotation synchrone d-q avant de développer sa stratégie de commande dans le dernier chapitre.

CHAPITRE 4

AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ D'ÉNERGIE DE SYSTÈME DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE À MADA

4.1 Introduction

Après la modélisation de CCG dans le plan d-q dans le chapitre précédent, ce chapitre est consacré en premier lieu à une étude en puissance de CCG afin de déterminer le rapport entre la puissance d'une charge et celle fournie par le CCG. En second lieu, on développe les lois de commande de CCG en adaptant la stratégie de contrôle développée par Singh (2010a) pour contrôler le CCG de SCEE à base d'une GSAP à celle de notre CCG de SCCE à GADA. En troisième lieu, les paramètres en aval et en amont de CCG sont déterminés. La dernière étape de ce chapitre consiste à simuler le SCEE en absence de charge afin de comprendre le fonctionnement de la GADA en hypo et hyper synchrone, puis en présence d'une charge non linéaire triphasée équilibrée puis déséquilibrée afin de s'assurer de la robustesse des algorithmes de commande développés pour contrôler le CCG ainsi que le CCR. Enfin, nous présentons et interprétons les résultats de simulation obtenus.

4.2 Description générale de l'onduleur multitâche

Le CCG joue un rôle important dans la transmission de la puissance du rotor vers le réseau électrique et du réseau électrique vers le rotor de la GADA selon son mode de fonctionnement. En outre, comme ses lois de commande sont dérivées du principe de fonctionnement du FAP, l'onduleur du côté réseau assure le fonctionnement d'un filtre actif parallèle afin de mitiger les problèmes liés à la qualité d'onde telle que le balancement des courants du côté réseau électrique, la dépollution harmonique et la compensation de la puissance réactive et du courant de déséquilibre. L'onduleur de tension utilisé est un onduleur à deux niveaux et se compose de 3 bras à interrupteurs réversibles en courant et commandés à la fermeture et à l'ouverture à base d'IGBT avec des diodes antiparallèles, tel que présenté après:

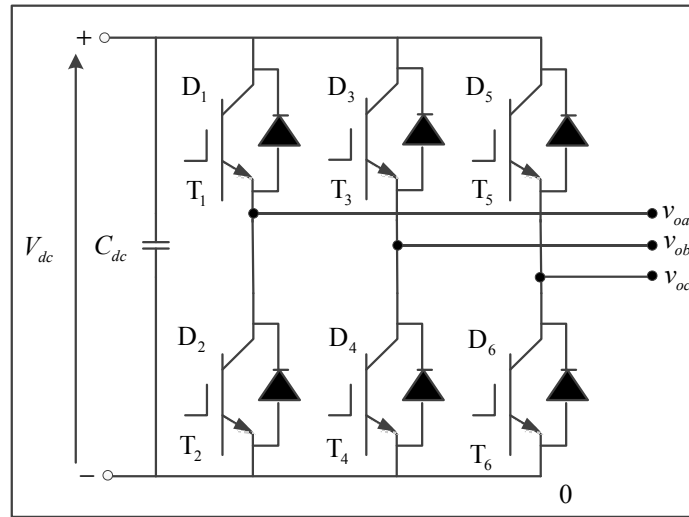


Figure 4.1 Onduleur de tension (CCG)

Lors de son fonctionnement comme un FAP, il se comporte comme une source de courant non sinusoïdale ayant une fréquence de commutation très élevée, ce qui lui permet de reproduire précisément le courant de compensation harmonique (Kouzou, 2004).

La stratégie de contrôle proposée est réalisée dans le cadre d'un système de référence en rotation synchrone. Grâce à ce repère, les variables de contrôle deviennent des quantités DC, ce qui permet d'assurer facilement les fonctions de filtrage et de contrôle. C'est ici qu'intervient la technique de commande par modulation de largeur d'impulsion MLI à échantillonnage naturel dite MLI intersective afin de synthétiser les signaux continus. En effet, cette technique permet de fonctionner avec une fréquence fixe facile à filtrer en aval de l'onduleur, ce qui permet la maîtrise du problème de la fréquence de commutation. Cela se traduit par la mise en œuvre d'un régulateur afin de déterminer la tension de référence de l'onduleur à partir de l'écart entre le courant mesuré et celui de référence. Puis, cette tension est comparée avec un signal triangulaire. Enfin, l'ordre de commande des interrupteurs est fourni à la sortie du comparateur (Kouzou, 2004).

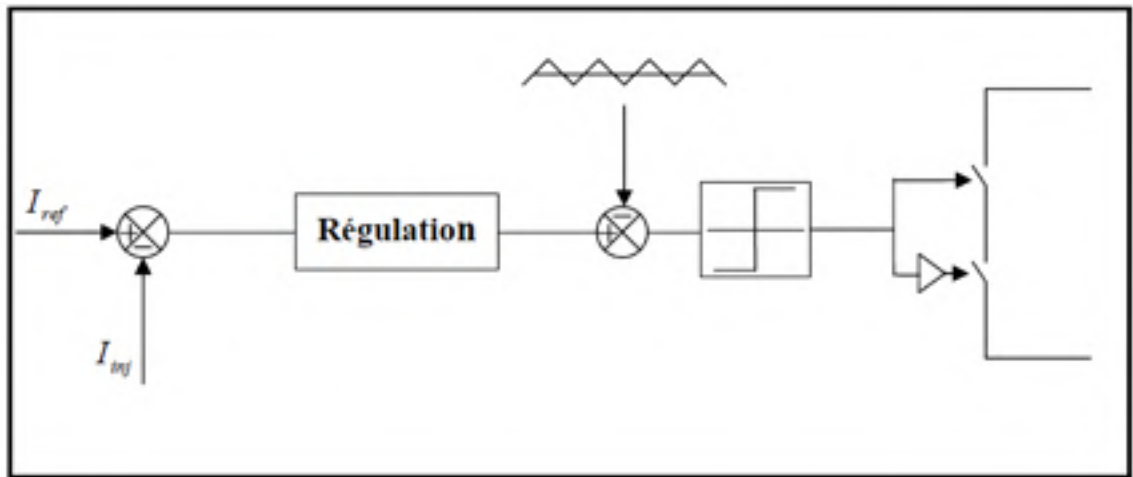


Figure 4.2 Principe de la commande en MLI
tiré et modifié de Kouzou (2004)

4.3 Étude en puissance de CCG

Afin de juger l'utilisation de CCG du point de vue économique et technique dans la compensation des perturbations de courant, l'étude de la puissance apparente de CCG demeure très intéressante. Généralement, les composants qui constituent le CCG sont dimensionnés au préalable de telle sorte qu'ils supportent la tension V_{dc} du bus continu, la valeur crête du courant de la sortie de CCG injecté au réseau électrique ainsi que le transit de la puissance du réseau vers le rotor et vice versa. L'objectif de cette étude est de déterminer le rapport entre la puissance de la charge et celle fournie par le CCG (Kouzou, 2004; Rezkallah, 2010).

4.3.1 Compensation des courants harmoniques, de la puissance réactive et de déséquilibre de courant

4.3.1.1 Compensation des courants harmoniques

La puissance apparente de la charge non linéaire notée S_L se compose de trois termes orthogonaux : la puissance active P_L , la puissance réactive Q_L et la puissance déformante D_L .

$$S_L = \sqrt{(P_L^2 + Q_L^2 + D_L^2)} = 3V_{gg} I_L \quad (4.1)$$

où :

V_{gg} : la tension du réseau au point de raccordement;

I_L : le courant de la charge non linéaire.

Ci-dessous, une coupe de SCEE montrant le CCG branché au réseau en présence d'une charge non linéaire.

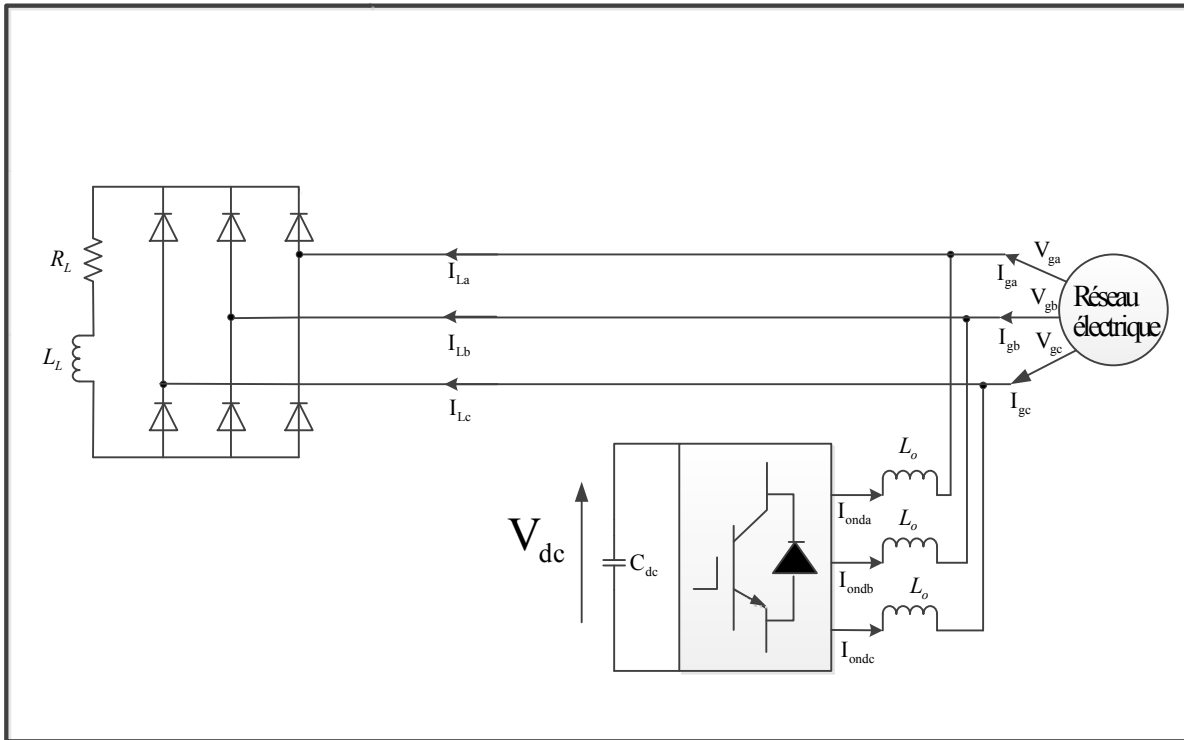


Figure 4.3 CCG branché en présence d'une CNLE

$$I_L = I_{fond} + \sum_{K=2}^{\infty} I_K = I_{fond} + I_{HL} \quad (4.2)$$

où :

I_{fond} est le courant fondamental de la CNL

I_{HL} est le courant harmonique généré par la CNL ;

I_K est l'harmonique d'ordre K.

Le courant efficace harmonique de la charge non linéaire est donné par la relation suivante

$$I_{HL} = \sqrt{\sum_{K=2}^{\infty} I_K^2} \quad (4.3)$$

Le courant efficace de la charge non linéaire s'écrit comme suit:

$$I_{Leff} = \sqrt{(I_{fond}^2 + I_{HL}^2)} \quad (4.4)$$

La puissance apparente fournie par le CCG :

$$S_{ond} = D_L = 3V_g I_{HL} \quad (4.5)$$

La charge non linéaire est représentée ci — dessous par un redresseur triphasé non commandé alimentant une charge linéaire de type RL (Rezkallah, 2010) :

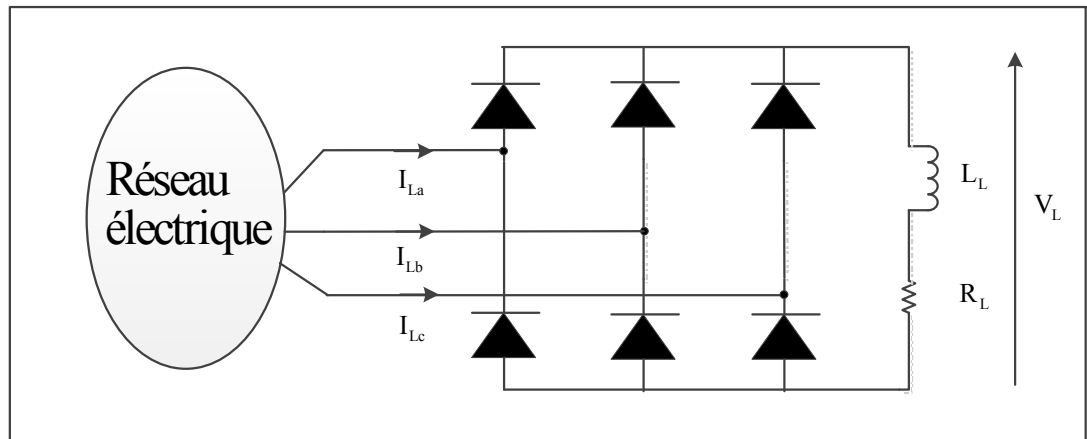


Figure 4.4 Redresseur triphasé non commandé (CNLE)
tiré et modifié de Rezkallah (2010),

L'équation de courant de la charge non linéaire en fonction du temps s'écrit comme suit :

$$I_L(t) = I_{Lmoy} + \sum (a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (4.6)$$

où I_{Lmoy} est le courant moyen de la charge non linéaire

$$I_{Lmoy} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_L(t) d(\omega t) = 0 \quad (4.7)$$

avec a_n et b_n les coefficients de Fourier.

Pour $n=1$, on peut écrire a_1 et b_1 comme suit :

$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{2}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_L(t) \cos(\omega t) d(\omega t) = \frac{1}{\pi} \left[\int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} I_L \cos(\omega t) d(\omega t) - \int_{\frac{7\pi}{6}}^{\frac{11\pi}{6}} I_L \cos(\omega t) d(\omega t) \right] = 0 \\ b_1 &= \frac{2}{2\pi} \int_0^{2\pi} I_L(t) \sin(\omega t) d(\omega t) = \frac{1}{\pi} \left[\int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} I_L \sin(\omega t) d(\omega t) - \int_{\frac{7\pi}{6}}^{\frac{11\pi}{6}} I_L \sin(\omega t) d(\omega t) \right] = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_L \end{aligned} \quad (4.8)$$

La valeur efficace de la fondamentale de courant la charge I_{fond} s'écrit comme suit :

$$I_{fond} = \frac{\sqrt{a_1^2 + b_1^2}}{\sqrt{2}} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi\sqrt{2}} I_L = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_L \quad (4.9)$$

La valeur efficace du courant de la charge non linéaire est donnée par l'équation suivante :

$$I_{Leff} = \sqrt{\frac{2}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} I_L^2 d(\omega t)} = \sqrt{\frac{2}{3}} I_L = \sqrt{\frac{2}{3}} I_L \quad (4.10)$$

Le rapport de puissance n'est que le quotient de la puissance apparente de l'onduleur et de la puissance apparente de la charge non linéaire. À partir des équations (4.5) et (4.1), il peut être exprimé comme suit :

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \frac{I_{HL}}{I_L} \quad (4.11)$$

Le rapport entre la puissance apparente de l'onduleur de tension multitâche et la puissance apparente de la charge non linéaire peut s'exprimer aussi en fonction des courants comme suit :

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \sqrt{1 - \left(\frac{I_{fond}}{I_{Leff}} \right)^2} \quad (4.12)$$

En mettant les valeurs de I_{fond} et I_{Leff} présentées respectivement dans (4.9) et (4.10) dans (4.12), le rapport de puissance devient :

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \frac{\sqrt{\pi^2 - 9}}{\pi} = 0.2968 \quad (4.13)$$

À partir de l'équation (4.13), la puissance apparente maximale de l'onduleur de tension multitâche est à peu près égale à 30 % à celle de la puissance apparente de la charge non linéaire ($S_{ond} = 0.2968 S_L \approx 30\% S_L$) (Rezkallah, 2010).

4.3.1.2 Compensation des harmoniques et de la puissance réactive

Dans le cas de la compensation des harmoniques et de la puissance réactive de la charge non linéaire, la puissance apparente de l'onduleur de tension multitâche S_L est donnée par l'équation suivante :

$$S_{ond} = \sqrt{Q_L^2 + D_L^2} \quad (4.14)$$

Le rapport de puissance est donné par la relation ci-dessous (Kouzou, 2004) :

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \frac{\sqrt{Q_L^2 + D_L^2}}{3V_{gg} I_L} = \frac{\sqrt{(3V_{gg} I_{HL})^2 + (3V_{gg} I_L)^2}}{3V_{gg} I_L} \quad (4.15)$$

On aboutit à la fin au même rapport de puissance que celui obtenu dans le cas de la compensation des harmoniques uniquement, soit :

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \frac{\sqrt{\pi^2 - 9}}{\pi} = 0.2968 \quad (4.16)$$

4.3.1.3 Compensation des harmoniques, de la puissance réactive et du déséquilibre du courant de charge

Dans un premier temps, les courants harmoniques et la puissance réactive peuvent être créés par la charge non linéaire (RL connectée en parallèle avec le pont de Graetz non commandé). Ensuite, l'association d'une charge non linéaire monophasée à la charge non linéaire triphasée rend la charge non linéaire déséquilibrée. Donc, l'onduleur de tension multitâche doit compenser de plus le déséquilibre du courant de charge ainsi que les courants harmoniques et la puissance réactive en fournissant une autre puissance de plus qui correspond à la puissance créée par la charge monophasée responsable du déséquilibre. L'onduleur de tension multitâche a alors comme mission de compenser les courants harmoniques, la puissance réactive et le déséquilibre dans le courant de la charge.

le rapport de puissance pourra s'écrire comme suit (Kouzou, 2004) :

$$\frac{S_{ond}}{S_L} = \frac{\sqrt{D_L^2 + Q_L^2 + S_{Lm}^2}}{S_L} \quad (4.17)$$

où S_{Lm} est la puissance fournie par l'onduleur de tension pour compenser le déséquilibre de courant de charge. La Figure 4.5 présente une coupe de notre SCEE où seulement l'onduleur de tension et les charges sont représentés.

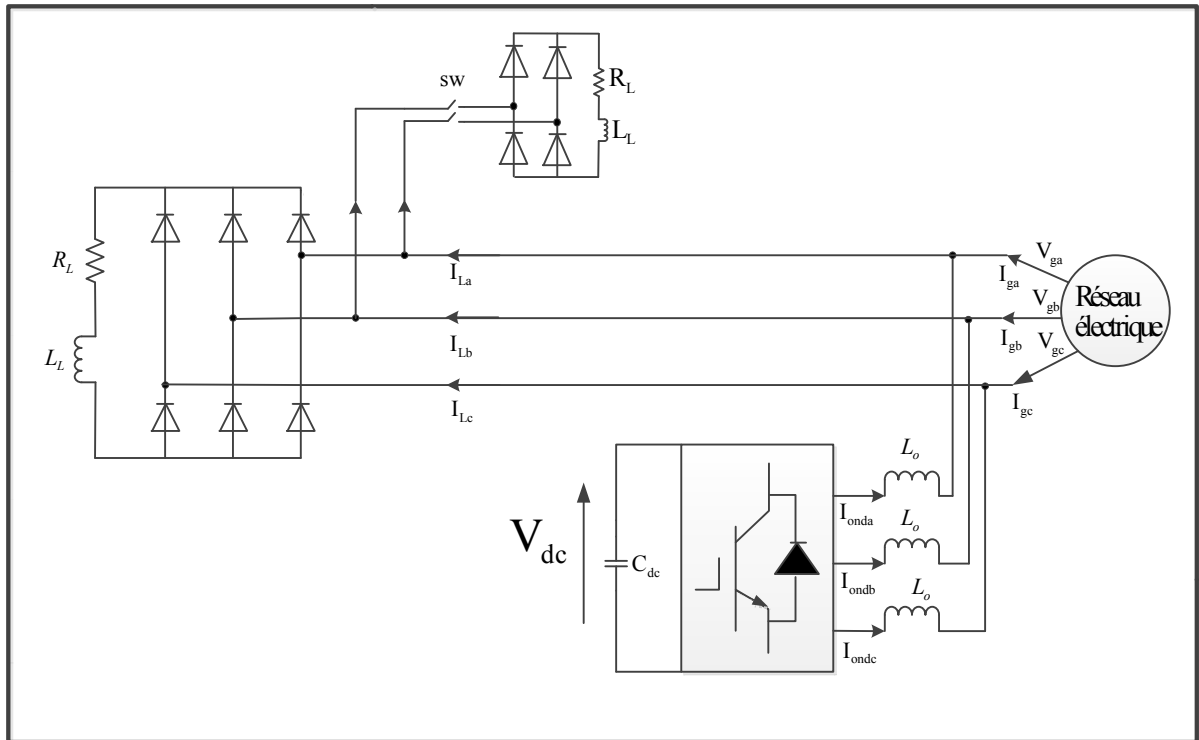


Figure 4.5 CCG branché en présence d'une CNLD connecté au réseau

4.4 Dimensionnement des paramètres en amont et en aval de CCG

Cette section présente la sélection de la capacité de bus continu C_{dc} et la tension V_{dc} à ses bornes ainsi que la détermination de l'inductance de lissage du filtre de premier ordre placé à la sortie de l'onduleur connecté du côté du réseau électrique (Klima, Skramlik et Valouch, 2007).

Les paramètres de convertisseurs en source de tension sont conçus pour une GADA dont sa puissance nominale est égale à 50kW et sa tension nominale est de l'ordre de 460 V. Il est rapporté que pour l'injection de puissance réactive dans le cas des charges réactives avec un facteur de puissance de 0.8 capacitif ou inductif, une GAS requiert une puissance réactive de 140 à 160 % de la puissance nominale générée (Kasal et Singh, 2011).

Par conséquent, la cote en VAR de VSC nécessaire à 50 kW ($P_{Génératrice}$) est d'environ 70 kVAR. Ensuite, la puissance apparente est donnée par :

$$S_{Gen} = \sqrt{3}VI_c = \sqrt{(P_{Gen})^2 + (Q_{Gen})^2} = \sqrt{50^2 + 70^2} = 86 \text{ KVA} \quad (4.18)$$

Le courant nominal du VSC est donc $I_c = 108 \text{ A}$. L'amplitude de courant est $I_{c(pk)} = \sqrt{2} \cdot 108 = 152.7 \text{ A}$. Le courant moyen est $I_{avg} = 0.9 \cdot 108 = 97.2 \text{ A}$.

Sur la base du courant nominal précédent, l'ondulation de courant crête à crête (considérant 5 % du pic de courant), par le biais de l'inductance de filtre peut être estimée comme $I_{L_{ondulation-pk}} = 0.05 \cdot 108 \sqrt{2} = 7.63 \text{ A}$.

À partir de cette estimation du courant d'ondulation, de la valeur moyenne du courant et de la valeur des inductances de lissage, nous pouvons déterminer la capacité du bus DC.

La tension de bus DC est fixée telle que :

$$V_{dc} \succ \frac{2\sqrt{2} (V / \sqrt{3})}{m_a} \succ 750 \text{ V} \quad (4.19)$$

Ici, l'indice de modulation m_a est considéré égal à 1.

4.4.1 Dimensionnement de la capacité du bus DC

Le condensateur de bus continu peut être estimé en tenant compte de l'ondulation de tension à ses bornes. Pendant le cas de déséquilibre de charge, le courant fondamental circule à travers le VSC pour compenser le courant harmonique du second ordre. La valeur de la capacité peut être déterminée par l'équation suivante (Kasal et Singh, 2011) :

$$V_{dc-ondulation} = \frac{1}{C_{dc}} \int i_c dt = \frac{I_{avg}}{2\omega C_{dc}} \quad (4.20)$$

En prenant :

$V_{dc \text{ ondulation}} = 5 \% V_{dc}$ où V_{dc} est de 1200 V ; $\omega = 2 \cdot 3.14 \cdot 60 \text{ rad/s}$.

$$C_{dc} = \frac{I_{avg}}{2\omega V_{dc-ondulation}} = \frac{97.2}{2 * 3.14 * 60 * 2 * 1200 * 0.05} = 2.15 mF \quad (4.21)$$

4.4.2 Dimensionnement de l'inductance de lissage du filtre

L'ajout d'un filtre en aval de l'onduleur de tension multitâche est fait afin de générer un courant dont sa forme d'onde est liée à la tension fournie par l'onduleur. Le filtre se comporte comme un filtre passe-bas en empêchant les composantes dues aux commutations de se propager sur le réseau électrique (en éliminant les composantes de haute fréquence). Dans notre cas, il s'agit d'un filtre de premier ordre dit filtre L utilisé en vue de la connexion de l'onduleur de tension au point de raccordement commun (PCC) entre le réseau électrique et la charge. Ce dernier doit être dimensionné d'une façon optimale afin d'assurer la dynamique de courant tel que (Kouzou, 2004) :

$$\frac{dI_{HL}}{dt} = \frac{dI_{ond}}{dt} \quad (4.22)$$

où :

I_{HL} est le courant harmonique de la charge et I_{ond} est le courant injecté par l'onduleur à travers le filtre de sortie. Par conséquent, le courant injecté par l'onduleur de tension doit être capable de suivre le courant de référence de réseau i_g^* avec une ondulation de courant acceptable. En négligeant la résistance du filtre, la tension du filtre V_f imposée à l'onduleur pour chaque phase s'écrit comme suit (Rezkallah, 2010) :

$$v_f = v(t) + L_o \frac{di(t)}{dt} \quad (4.23)$$

alors,

$$\frac{di(t)}{dt} = \frac{v_f - v(t)}{L_o} \quad (4.24)$$

Une réduction des ondulations des courants assure une amélioration de la qualité de compensation en augmentant la valeur de l'inductance L_o à une valeur raisonnable.

Le courant d'ondulation à travers la bobine d'induction est prélevé à 5 %, le facteur de surcharge ψ varie de 120 % à 180 % en raison de l'état transitoire et la fréquence de commutation des IGBT de VSC est sélectionnée à 10 kHz. L'inductance de lissage est calculée en remplaçant les valeurs de tous les paramètres (Kasal et Singh, 2011) comme suit :

$$L_{oa} = L_{ob} = L_{oc} = \frac{\sqrt{3}m_a V_{dc}}{12\psi f_c i_{L_{ondulation-pk}}} = \frac{\sqrt{3} * 1200}{12 * 1.8 * 10 * 10^3 * 7.63} = 1.26 \text{ mH} \quad (4.25)$$

4.5 Algorithme de contrôle de CCG

Le CCG est utilisé pour réguler la tension du bus continu afin de maintenir l'équilibre de puissance en tenant compte de la fluctuation du vent et de la perturbation du réseau électrique. Le contrôle de cet onduleur du côté réseau électrique comprend deux boucles en cascade. La boucle de régulation externe de la tension continue est utilisée pour définir le courant de référence pour le contrôle de la puissance active. La boucle interne de courant sert à compenser les harmoniques et la puissance réactive simultanément, conformément à la demande de la charge non linéaire au niveau du PCC. Le principe de base pour la stratégie de contrôle proposée est dérivé du filtre actif triphasé shunt où le régulateur PI offre des performances optimales tout en régulant les variables continues (Asiminoaei, Blaabjerg et Hansen, 2007).

À la Figure 4.5, le courant de l'onduleur se compose de deux éléments : 1) une composante de compensation en pleine charge des courants harmoniques I_H et 2) une composante de courant actif proportionnelle à la puissance éolienne générée I_w : Une partie de la composante active du courant de l'onduleur alimentera la charge et le reste sera injecté au réseau électrique. La composante de compensation harmonique en pleine charge du courant de charge est localement fournie par l'onduleur. Ainsi, le courant injecté par l'onduleur et fourni au réseau électrique s'exprime comme suit :

$$I_{ond} = I_H + I_w = I_H + I_L \pm I_g \quad (4.26)$$

Où I_g est le courant du réseau électrique et I_L est le courant de la charge non linéaire qui devrait être compensé au PCC. Ici le signe positif de courants du réseau électrique indique que l'électricité produite à partir du vent est supérieure à la demande de la charge, tandis que le signe négatif indique que la puissance générée est inférieure à la demande de la charge. Le courant de la charge non linéaire se compose de trois composantes: la composante fondamentale active (composante en phase), la composante réactive (composante en quadrature) et les courants harmoniques (ou composante réactive harmonique). (Singh, 2010a)

Par conséquent, si l'onduleur du côté réseau électrique fournit le courant actif proportionnel à l'énergie éolienne générée et aux courants réactifs et harmoniques de la charge non linéaire, le réseau électrique ne doit fournir que la portion restante du courant actif à la charge au PCC (Singh, 2010a).

D'après Singh (2010a), les tensions triphasées du réseau électrique sont écrites comme suit :

$$\begin{aligned} V_{ga} &= E \cos(\omega t) \\ V_{gb} &= E \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{gc} &= E \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (4.27)$$

Où E est la tension de phase maximale et ω est la fréquence angulaire de l'alimentation de la grille. De (3.37), les courants de la charge I_{La} , I_{Lb} et I_{Lc} sont la somme algébrique des courants injectés par l'onduleur et les courants de chaque phase du réseau électrique (Singh, 2010a) :

$$\begin{cases} I_{La} = I_{onda} \pm I_{ga} \\ I_{Lb} = I_{ondb} \pm I_{gb} \\ I_{Lc} = I_{ondc} \pm I_{gc} \end{cases} \quad (4.28)$$

où I_{ga} , I_{gb} , I_{gc} sont les courants du réseau électrique et I_{onda} , I_{ondb} , I_{ondc} sont les courants injectés par l'onduleur. Si le courant de la charge au PCC est négligeable alors $I_{onda} = I_{ga} = I_a$, et les équations de tension dans le plan abc s'écrivent comme suit :

$$\begin{cases} V_{ga} = L_o \frac{dI_a}{dt} + v_a \\ V_{gb} = L_o \frac{dI_b}{dt} + v_b \\ V_{gc} = L_o \frac{dI_c}{dt} + v_c \end{cases} \quad (4.29)$$

où :

V_{ga} , V_{gb} , V_{gc} sont les tensions triphasées de la grille, v_a , v_b , v_c sont les tensions aux bornes de l'onduleur et L_o est l'inductance de couplage (Singh, 2010a).

Transformant les équations de la tension (4.29) dans un cadre de référence en rotation synchrone d-q (comme expliqué dans la section 3.4.4),

$$\begin{cases} V_d = L_o \frac{di_d}{dt} - \omega L_o i_q + v_d \\ V_q = L_o \frac{di_q}{dt} + \omega L_o i_d + v_q \end{cases} \quad (4.30)$$

L'objectif principal de l'algorithme de commande proposé est de générer des courants de référence de manière à ce que le réseau électrique doive toujours fournir seulement la puissance active fondamentale à la charge au PCC. Pour un fonctionnement au facteur de puissance unitaire (UPF), le courant de référence de quadrature i_q^* est nul. L'échange de la puissance active entre le SCEE et le réseau électrique est directement proportionnel à l'axe direct de courant i_d et peut être calculée comme suit :

$$P = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q) = \frac{3}{2} V_d i_d \quad (4.31)$$

Le courant de l'axe direct i_d est également responsable de la régulation de la tension de bus continu. Par conséquent, le courant de référence sur l'axe d, i_d^* , est généré à partir du

contrôleur PI responsable de la régulation de la tension de bus continu et s'exprime comme suit :

$$i_d^* = \left(K_{PV_{dc}} + \frac{K_{IV_{dc}}}{s} \right) (V_{dc}^* - V_{dc}) \quad (4.32)$$

où $K_{PV_{dc}}$ est le gain proportionnel et $K_{IV_{dc}}$ est le gain intégral du régulateur de la tension continue.

Généralement, les contrôleurs standards PI fonctionnent d'une façon satisfaisante en forçant le courant du réseau électrique à suivre exactement le courant de référence. Cependant, la présence de termes de couplage dans l'équation (4.30) détériore la performance du régulateur PI. Pour éviter ce problème, le système peut être découplé sous la forme d'un système dynamique linéaire de premier ordre ayant une meilleure contrôlabilité, tel que :

$$\begin{cases} L_o \frac{di_d}{dt} - \Delta v_d = 0 \\ L_o \frac{di_q}{dt} - \Delta v_q = 0 \end{cases} \quad (4.33)$$

Où les signaux de sortie Δv_d et Δv_q sont dérivés à partir de boucles internes de commande de courant tel que (Singh, 2010a) :

$$\begin{cases} \Delta v_d = K_p (i_d^* - i_d) + K_i \int (i_d^* - i_d) dt \\ \Delta v_q = K_p (i_q^* - i_q) + K_i \int (i_q^* - i_q) dt \end{cases} \quad (4.34)$$

L'inclusion de ces termes découplés dans l'équation (4.30) se traduit par l'obtention des tensions de l'onduleur dans le plan de référence d-q (Singh, 2010a) comme suit :

$$\begin{cases} v_d^* = V_d + \omega L_o i_q - \Delta v_d \\ v_q^* = V_q - \omega L_o i_d - \Delta v_q \end{cases} \quad (4.35)$$

Les tensions dans le plan de référence d-q obtenus à partir de l'équation (4.35) sont transformées en tensions dans le plan de référence abc avec l'aide de l'angle de phase de la tension de phase du réseau θ . L'angle de phase de synchronisation de réseau peut être extrait en utilisant la technique de la boucle à verrouillage de phase (PLL). Les tensions de référence sont ensuite appliquées à un contrôleur *MLI* pour générer des signaux de commande pour l'onduleur situé du côté réseau électrique. Le schéma de commande complet de CCG est présenté à la Figure 4.6.

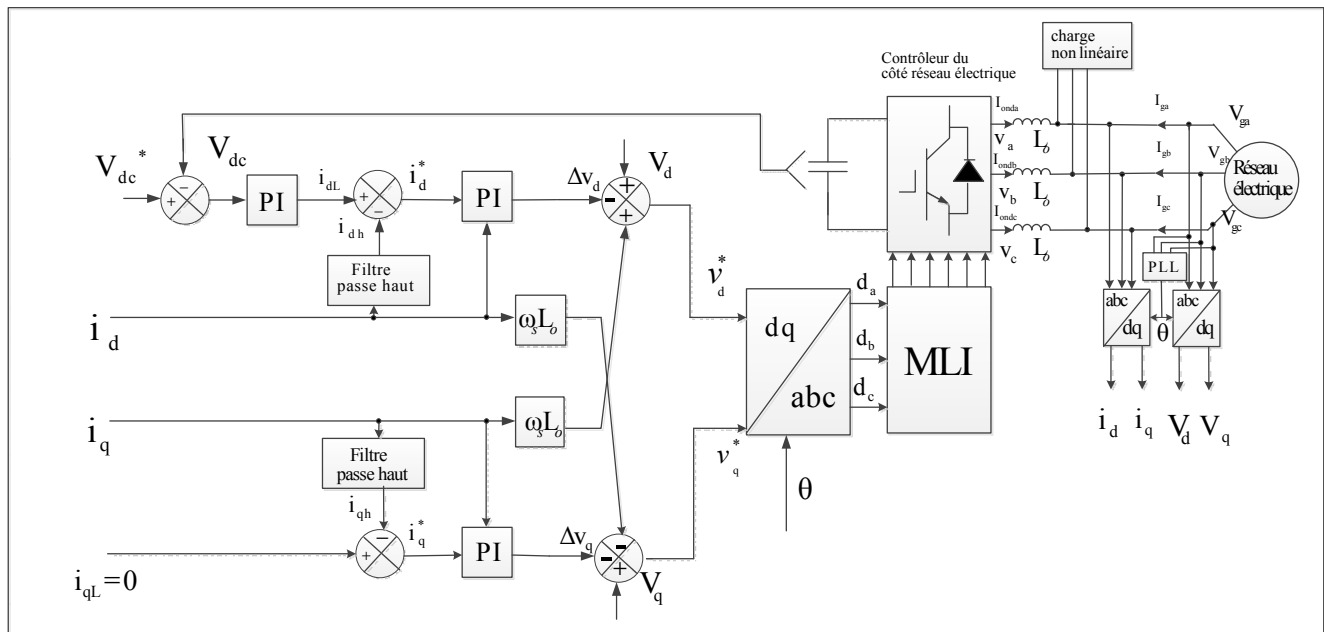


Figure 4.6 Schéma de commande de CCG.

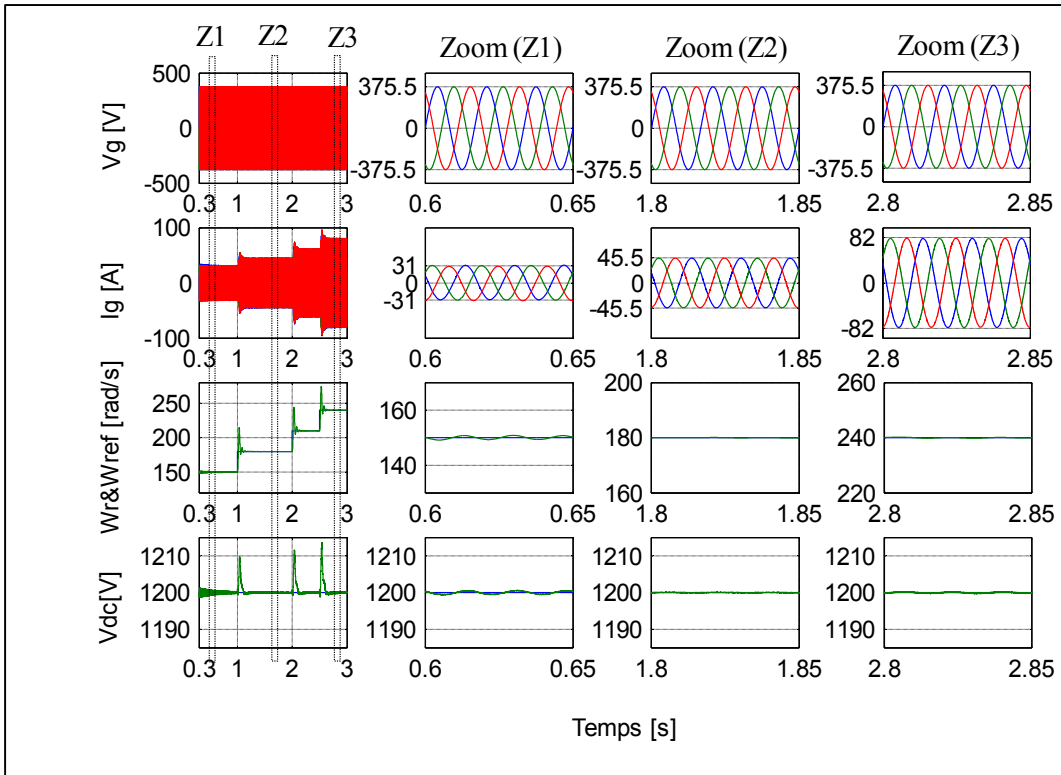
4.6 Scénario de fonctionnement de SCEE à base de MADA

Afin de mieux comprendre le fonctionnement de la génératrice asynchrone à double alimentation en mode hypo synchrone et hyper synchrone et d'évaluer la performance des commandes développées pour le CCR et le CCG, le SCEE à base de MADA est modélisé dans Simulink®. L'ajout de différents composants se fait à travers les bibliothèques de SimPowerSystems™. Enfin l'ensemble de SCEE sera simulé dans un environnement de simulation unique. On commence par simuler tout le système sans l'ajout d'une charge puis en présence d'une charge triphasée non linéaire équilibrée puis, déséquilibrée.

4.7 Simulation de SCCE à base de MADA et connectée au réseau électrique sans charge

Un couple d'entrées variables proportionnel à la vitesse de vent est appliqué à la MADA et par conséquent, la vitesse de référence de la machine w_{ref} est imposée à chaque changement de la vitesse de vent.

En régime transitoire [0s 0.3s], la machine démarre à une vitesse de vent inférieure à 6 m/s. En régime établi [0.3s 3s], la vitesse du vent appliquée à $t=0.3s$ est considérée égale à 8,4 m/s et passe à 13.2 m/s à $t=2.5s$. Cela amène l'arbre rapide du générateur à tourner à une vitesse de 150 rad/s à $t=0.3$ s jusqu'à atteindre une vitesse de 240 rad/s à $t= 2.5$ s. Afin d'analyser le comportement du SCCE à base de MADA et exploiter ses différents modes de fonctionnement, on présente les formes d'ondes des différents courants (I_r , I_s , I_g , I_{ond}), de la tension du réseau (V_g), la tension de bus continue (V_{dc}) ainsi que la vitesse de rotation de rotor de la GADA (W_r) dans les figures 4.7 et 4. 10 où 3 différents zooms équivalents à une période de 0.05s ont été fait dans 3 régions de différentes vitesses de vent. Le zoom1 est précisément de [0.6 s 0.65s]. Le zoom 2 est précisément de [1.8 s 1.85s]. Le zoom 3 est précisément de 2.8 à 2.85 s.

Figure 4.7 V_g , I_g , $W_r \& W_{ref}$ et V_{dc}

Ici, la tension du réseau électrique est parfaitement sinusoïdale pendant toute la période de simulation, elle est de l'ordre de 375.5 V. Le courant du réseau est ainsi sinusoïdal pendant toute la période de simulation, mais il augmente en amplitude dans chaque région de fonctionnement où il passe de 31 A à 45.5 A après le 1er changement de vitesse du vent et il arrive jusqu'à 82 A. Ce premier changement de vitesse se fait à $t = 1$ s où la vitesse de vent passe de 8.4 m/s à 10.8 m/s et la vitesse de référence de la machine augmente de 150 rad/s à 180 rad/s. Le deuxième changement de vitesse se fait à $t = 2$ s où la vitesse de la machine est de 210 rad/s correspondant à la vitesse de vent de 12 m/s. Le dernier changement de vitesse est à $t = 2.5$ s et la vitesse de la machine passe à 240 rad/s et la vitesse du vent est 13.2 m/s. En effet, une augmentation de vitesse du vent engendre une augmentation de la vitesse de rotation de la machine pour suivre sa vitesse de référence imposée après chaque changement de vitesse. La puissance éolienne ainsi que la puissance de la machine augmentent en conséquence et la puissance injectée au réseau est de plus en plus importante, ce qui implique que le courant du réseau augmente de même.

À partir des résultats de simulation, il est évident que le générateur suit de très près la vitesse de référence dans les 3 différentes régions de fonctionnement de la MADA. Cependant, on remarque des variations brusques à chaque changement de vitesse de vent. En effet, la régulation de la vitesse du rotor de la MADA impose que le rotor doit suivre la vitesse de référence imposée et correspondante à la vitesse de rotation optimale pour la nouvelle vitesse de vent obtenue. Comme la commande vectorielle est d'une réponse transitoire de vitesse moyenne, la régulation prend 0.05 s avant que le générateur commence à suivre parfaitement sa vitesse de référence.

La régulation de tension de bus continu est parfaite. En effet, la tension V_{dc} est presque égale à 1200 V durant toute la période de simulation avec des variations minimales de tension remarquées aux changements de vitesse de vent et qui ne dépassent pas 1 % (12 V)

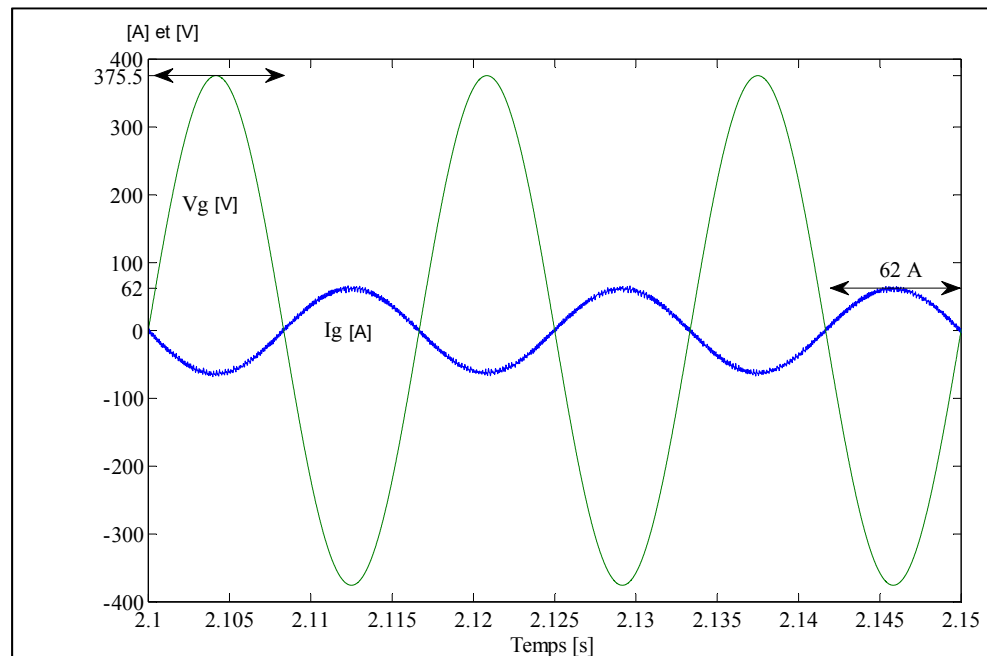


Figure 4.8 Tension de phase "a" du réseau en opposition de phase avec le courant de phase "a" du réseau

La figure 4.8 est prise durant le fonctionnement de SCCE de 2.1s à 2.15s. Le courant de phase « a » du réseau électrique I_{ga} est en opposition de phase avec la tension de phase « a » du réseau V_{ga} , ce qui montre que le facteur de puissance est unitaire et que le réseau

électrique est ainsi en train de recevoir de la puissance active à partir de la MADA. Pour confirmer ceci, on doit s'assurer que le courant et la tension de la phase « a » du stator sont en phase, ce qui veut dire que le stator est en train de fournir de la puissance active vers le réseau électrique.

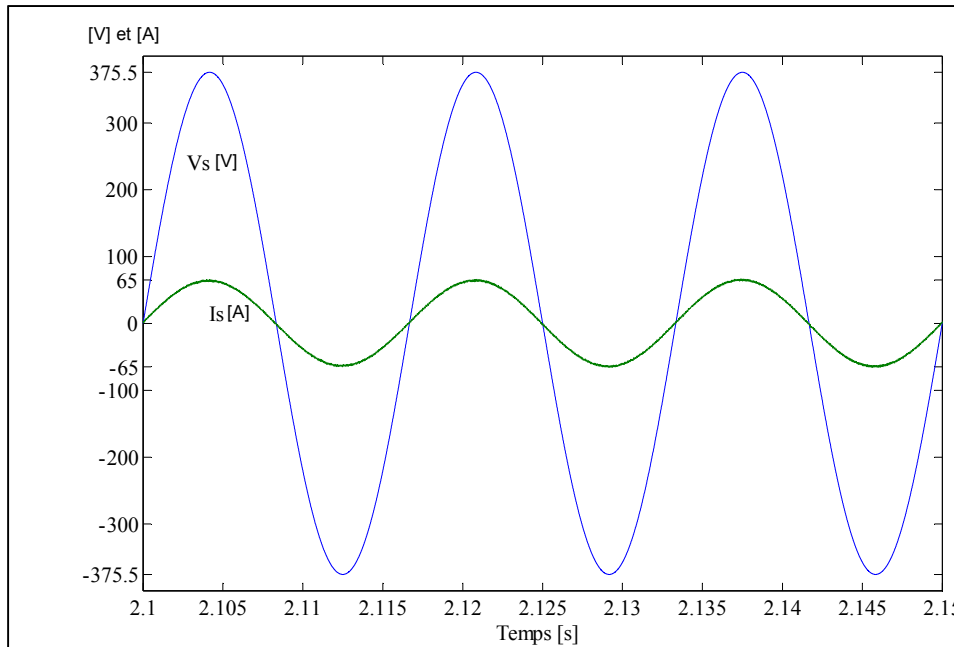
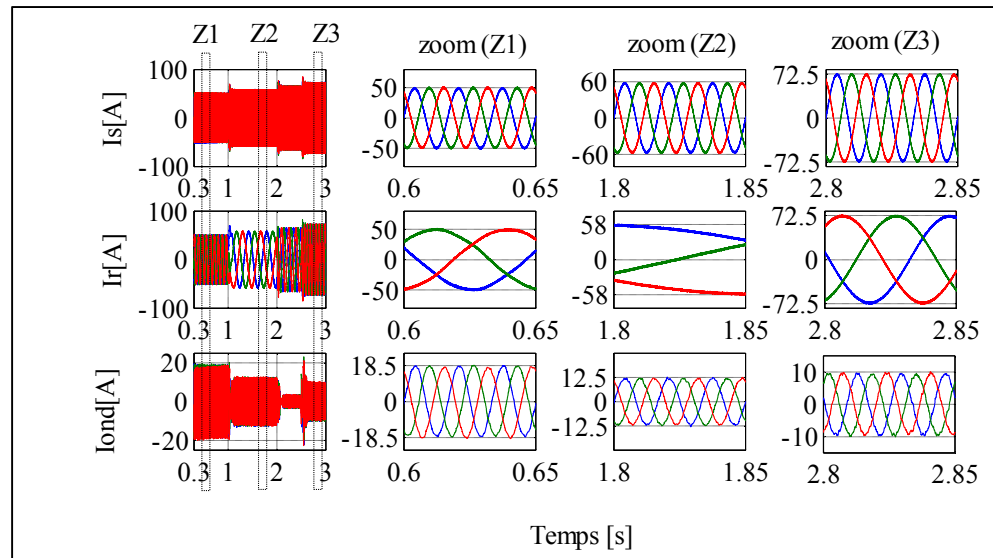


Figure 4.9 Courant de phase "a" du stator en phase avec la tension de phase "a" du stator

Durant la même période de fonctionnement de SCEE, le courant de la phase « a » du stator I_{sa} est bel et bien en phase avec sa tension statorique V_{sa} . Le stator est alors en train de fournir de la puissance active au réseau électrique.

Au stator, au rotor et à l'onduleur du côté réseau électrique, les courants évoluent selon les formes d'ondes montrées à la Figure 4.10.

Figure 4.10 I_s , I_r et I_{ond}

Le stator est connecté directement au réseau électrique. Son courant I_s est l'image du courant du réseau I_g et il augmente d'une région à l'autre suite à l'augmentation de la vitesse de vent et passe de 50 A jusqu'à 72.5 A.

Quant au rotor, son courant est à fréquence variable d'une région à une autre, il augmente de 50 A jusqu'à 72,5 A.

Une analyse en courant en mode sans charge peut nous identifier les régions de fonctionnement en mode hypo et hyper synchrone de la génératrice.

Tableau 4.1 Courants des différents composants

	Z1	Z2	Z3
Courant du réseau électrique I_g	31 A	45.5A	82 A
Courant du stator I_s	50 A	60 A	72.5 A
Courant du rotor I_r	50 A	58 A	72.5 A

Pendant les 2 premiers zooms correspondant aux 2 régions de fonctionnement de SCEE à différentes vitesses de vent, le courant du stator est plus grand que le courant du réseau. Cela montre que le stator est en train de fournir de la puissance active au réseau électrique. Le courant du réseau électrique dépasse le courant du stator seulement durant la troisième région

du fonctionnement de SCEE à MADA. Le réseau électrique est alors en train de recevoir de la puissance active autrement que par le stator. Un aperçu sur le courant du rotor montre que ce dernier augmente remarquablement durant la même région. Le rotor commence alors à fournir de la puissance active au réseau électrique. C'est le fonctionnement en mode hyper synchrone de la génératrice. Précisément à $t = 2.5$ s où la vitesse de vent est de 13.2 m/s et la MADA tourne à 240 rad/s, la génératrice fonctionne en mode hyper synchrone.

Les zooms Z1 et Z2 correspondent alors au fonctionnement hypo synchrone de la GADA où le réseau fournit une partie de puissance active au rotor de la GADA par le biais des CCG et CCR. La vitesse synchrone de la GADA est atteinte lorsque $\Omega_s = \Omega_r = 1780 \text{ tr/min}$, ce qui correspond à une vitesse angulaire $\omega_r = 186,4 \text{ rad/s}$.

En absence de charge, les convertisseurs de puissance font transiter de la puissance active du, ou vers le réseau en fonction du mode de fonctionnement de la génératrice.

Le courant à la sortie de CCG est sinusoïdal, il diminue remarquablement durant le fonctionnement hypo synchrone où il passe de 18.5 à 12.5 A. En effet, cette diminution en courant est due à la diminution de la puissance transmise du réseau au rotor. En fonctionnement hyper synchrone, le courant de l'onduleur continue à diminuer et il est égal à 10 A.

Afin de mieux comprendre le fonctionnement de notre SCEE à base de MADA connecté au réseau électrique, une étude d'écoulement de puissance active et réactive de chaque composant est nécessaire.

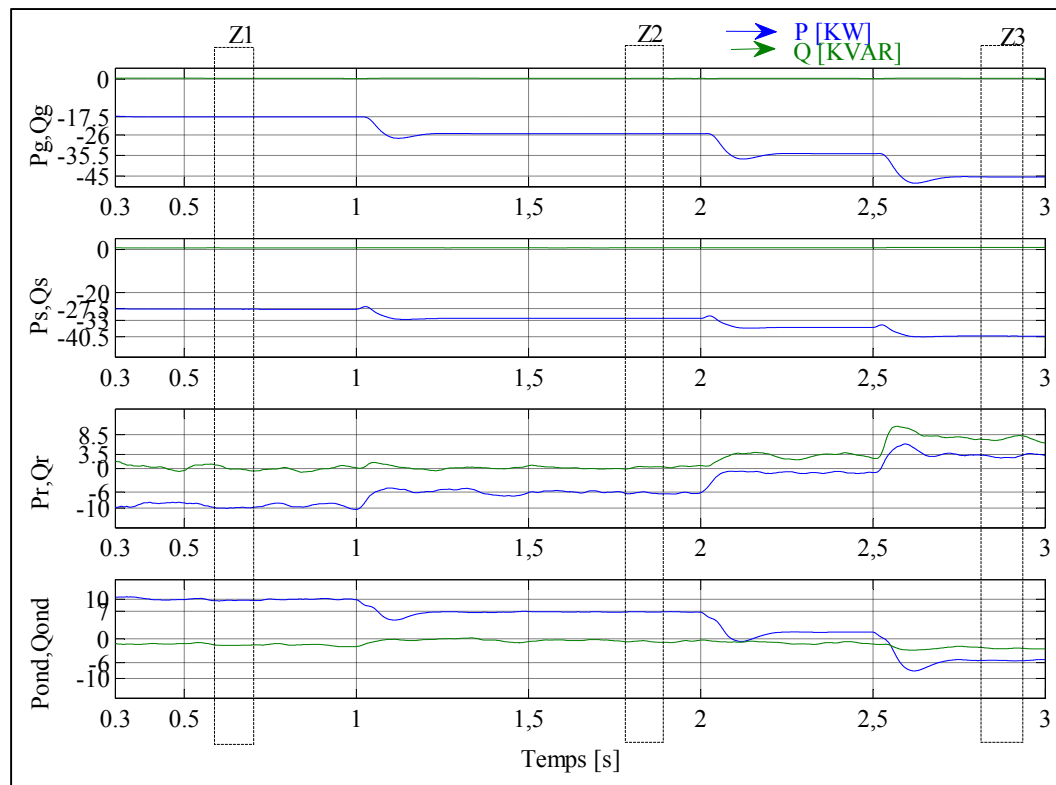


Figure 4.11 Écoulement de puissance active et réactive sans charge

Tableau 4.2 Puissances actives et réactives des différents composants

	Z1	Z2	Z3
Réseau électrique	Pg= -17,5 KW Qg= 0 VAR	Pg= -26 Kw Qg=0 VAR	Pg= -45 KW Qg =0 VAR
Stator	Ps =-27 ,5 KW Qs < 0.2 KVAR	Ps=-33 Qs<0.2 KVAR	Ps=-40.5 Qs<0.2KVAR
Rotor	Pr = -10 KW Qr ≠ 0 Varie entre -0.5 et 0.5 Kvar	Pr=-7 KW Qr ≠ 0	Pr=4.5KW Qr=7 VAR
CCG	Pond = 10 KW Qond=-1.5 KVAR	Pond =7KW Qond=-1KVAR	Pond=-6KW Qond=-3KVAR

La puissance réactive fournie au réseau électrique est nulle et le facteur de puissance est unitaire. Durant le fonctionnement hypo synchrone de la génératrice, le stator fournit

seulement la puissance active au réseau électrique alors que le rotor est en train de recevoir de la puissance active par le réseau électrique. La puissance active de ce dernier n'est que la différence entre la puissance du stator et la puissance du rotor comme suit :

$$P_g = P_s - P_r \quad (4.36)$$

Prenons la 1ère région et la 3ème région comme exemple ;

Durant la région 1 :

$$P_g = P_s - P_r = -27.5 - (-10) = -17.5 \text{ KW}$$

$P_r = \pm g.P_s$, dans ce cas le glissement est positif et il est égal à $g = \frac{(-10)}{(-27.5)} = 0.36$

La puissance rotorique est de fréquence égale à $g.f$. D'où $f_{rot} = 21.6 \text{ Hz}$

Alors la fréquence des courants alternatifs à introduire dans les enroulements du rotor de la MADA de sorte que la fréquence de la tension de sortie de la génératrice soit égale à la fréquence du réseau est de + 21.6 Hz. La polarité positive de la fréquence indique que le champ magnétique créé dans les enroulements du rotor doit tourner dans le même sens que le rotor.

Ici le CCG fonctionne comme un redresseur, il transite de la puissance active du réseau électrique vers le rotor de la MADA.

Durant le fonctionnement hyper synchrone de la génératrice, la puissance de rotor est transmise au réseau électrique. Ce dernier reçoit de la puissance active par le stator et par le rotor.

L'écoulement de puissance de rotor change de signe et devient positif, la puissance de réseau n'est que la somme des puissances statoriques et rotoriques puisque P_s est toujours négative.

$$P_g = P_s - P_r \quad (4.37)$$

Durant la région 3 :

$$P_g = P_s - P_r = -40.5 - 4.5 = -45 \text{ KW}$$

$P_r = \pm g.P_s$, dans ce cas le glissement est négatif et il est égal à $g = \frac{4.5}{-40.5} = -0.11$

La puissance rotorique change de signe et elle est de fréquence égale à $g.f$. D'où $f_{rot} = -6.6 \text{ Hz}$. Alors la fréquence des courants alternatifs f_{rotor} à introduire dans les enroulements du rotor de la MADA de sorte que la fréquence f_{stator} de la tension de sortie de la génératrice soit égale à la fréquence f du réseau électrique est de 6.6 Hz. La polarité négative de la fréquence f_{rotor} indique que le champ magnétique créé dans les enroulements du rotor doit tourner dans le sens opposé à celui du rotor.

Ici le CCG fonctionne comme un onduleur, il transite de la puissance active du rotor vers le réseau électrique.

Le THD de courant du réseau électrique ainsi que le THD de courant du stator lors de fonctionnement du SCEE sans charge sont montrés à la Figure 4.12 :

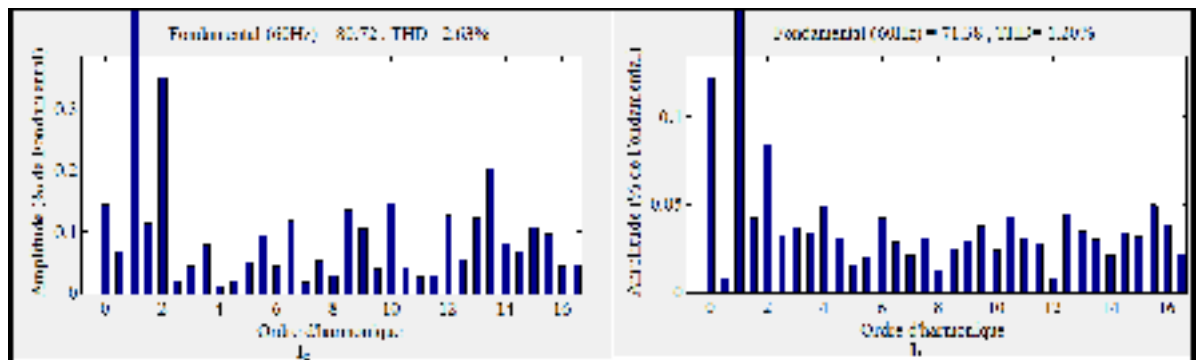


Figure 4.12 Analyse en THD des courants I_g et I_s

Le THD de courant du stator ainsi que le THD de courant du réseau sont minimales et acceptables et ne dépassent pas 5 %. La dépollution harmonique est ainsi assurée par le CCG.

4.8 Simulation de SCCE à base de la MADA et connecté au réseau électrique en présence d'une charge non linéaire triphasée équilibrée puis non équilibrée

Les résultats de la simulation pour le fonctionnement à vitesse variable de notre SCCE à MADA en présence d'une charge non linéaire triphasée équilibrée sont présentés aux Figures 4.13 et 4.14. Les Figures 4.16 et 4.17 quant à elles, illustrent le fonctionnement de SCCE quand la charge non linéaire est déséquilibrée.

Le scénario de fonctionnement est tel que la charge non linéaire équilibrée est branchée durant toute la période de simulation. Le déséquilibre de la charge est choisi pour une région de fonctionnement en hypo synchrone de [0.75 s 0.9s] et une autre en hyper synchrone de [2.85 s 3s].

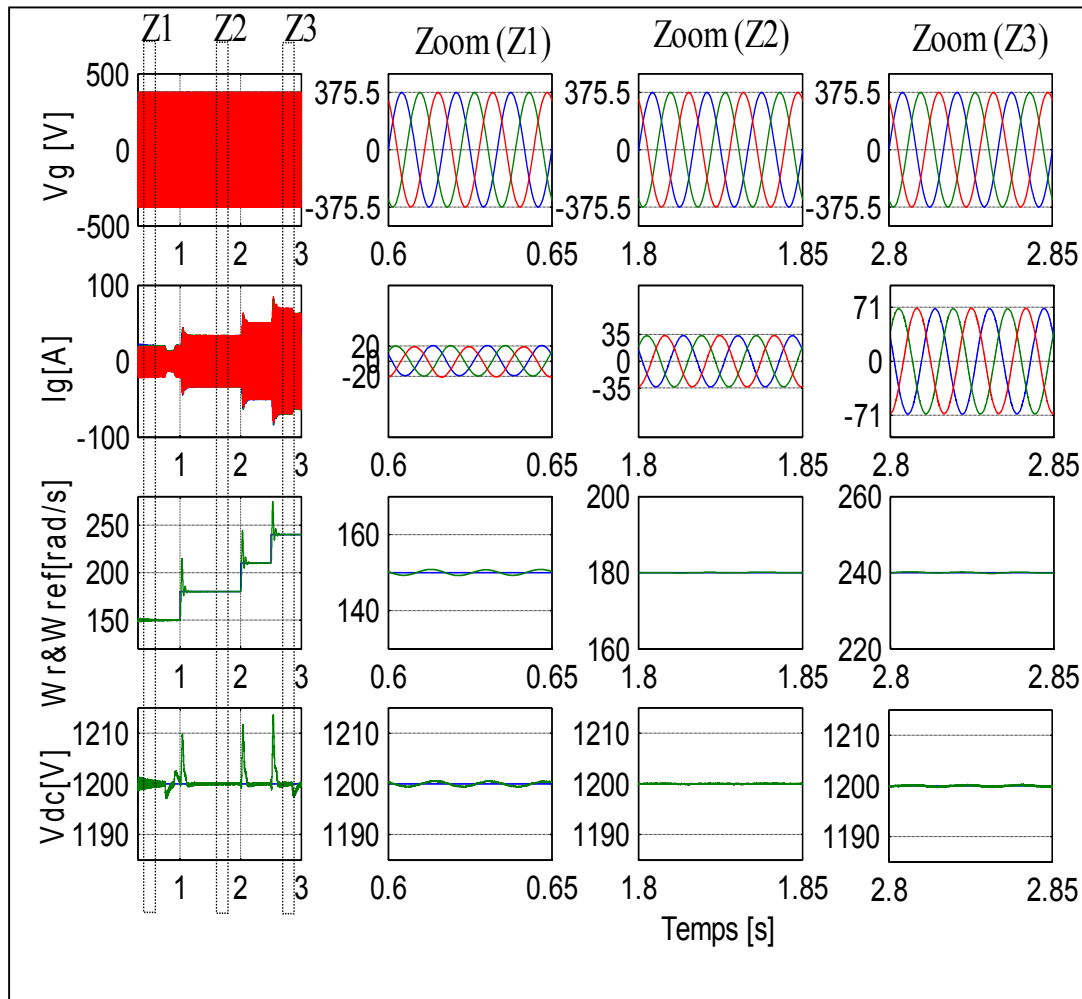


Figure 4.13 V_g , I_g , V_{dc} et W_r en présence d'une CNLE

La tension du réseau électrique est sinusoïdale durant toute la période de la simulation et elle est égale à 375.5 V. Le courant de réseau électrique est aussi sinusoïdal. Le courant du réseau électrique est en opposition de phase avec sa tension. Le facteur de puissance est alors unitaire. Le courant du réseau diminue que dans son mode sans charge. Durant la première région du fonctionnement en hypo synchrone et sans charge, le courant du réseau électrique I_g était égal à 31 A. Suite au branchement de la charge, il diminue de 11 A et son amplitude est de 20 A. De même et durant la deuxième région de fonctionnement en hypo synchrone il diminue de 46 A jusqu'à 35 A. En hyper synchrone et avec la charge son amplitude est de 71 A. Comme le courant du réseau électrique diminue à chaque région de fonctionnement de SCEE de 11 A suite à la connexion d'une charge non linéaire, cette diminution n'est que l'amplitude de la charge non linéaire, comme présentée à la Figure 4.14. La régulation de de tension au bus de tension continue est presque parfaite et la génératrice suit de près sa vitesse de référence durant toute la période de simulation.

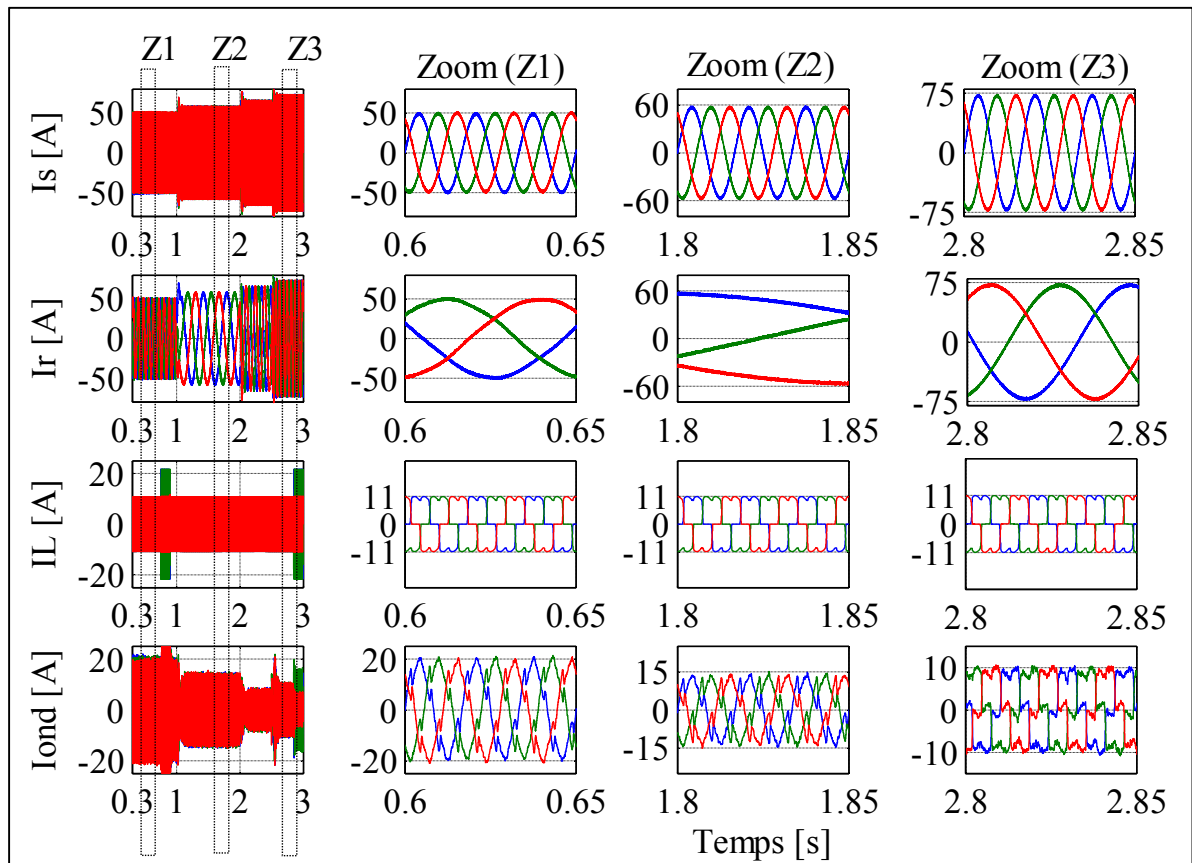


Figure 4.14 Différents courants avec une CNLE

Le courant de stator ainsi que le courant de rotor gardent les mêmes amplitudes que dans le mode précédent. Le CCG commence à injecter le courant de compensation des courants harmoniques et de la puissance réactive injectés par la charge, son amplitude durant le fonctionnement hypo synchrone commence à 20 A précisément durant la 1 ère région. La vitesse mécanique de la MADA est de 80 % de la vitesse de synchronisme et la machine est juste en phase d'après démarrage. Il est moins de 15 A juste avant le synchronisme où la vitesse de la génératrice est de 180 rad/s, ce qui correspond à une vitesse de vent de 10.8 m/s. En fonctionnement hyper synchrone de la génératrice, le courant de l'onduleur est de 11 A et sa qualité d'onde se ressemble à la charge en voyant clairement des courants de phase et d'amplitude opposées à celles de la charge. La machine tourne à 125 % de sa vitesse de synchronisme ; la qualité d'onde est vérifiée par une analyse en THD.

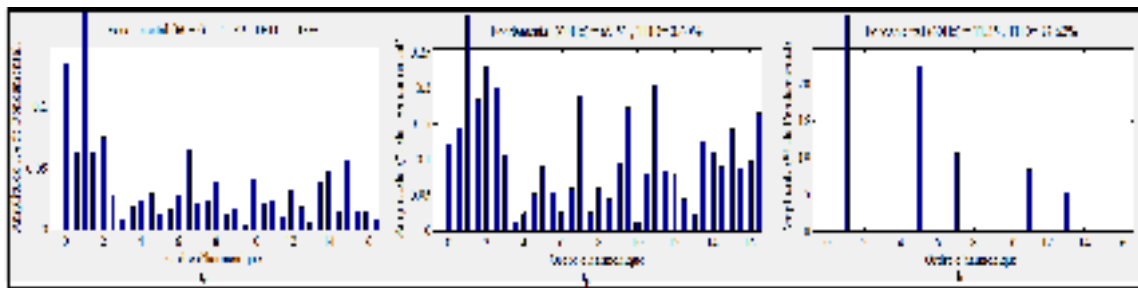


Figure 4.15 Analyse en THD des courants de réseau, de stator et de la charge

Une analyse en THD comme montrée ci-dessus, montre que le taux des harmoniques de courant du réseau et du courant du stator sont acceptables alors que la charge est en train d'injecter des courants harmoniques avec un THD est égal à 27.62 %. En effet, le courant injecté dans le réseau ne doit pas avoir de distorsion harmonique totale de plus de 5 % (Andersen, 2004). Quand la charge est déséquilibrée, les résultats de simulation sont les suivants où deux zooms sont présentés. Le premier zoom représente le fonctionnement hypo synchrone de la génératrice, précisément de 0.85 s à 0.9 s. Le deuxième zoom représente le fonctionnement hyper synchrone de la génératrice, précisément de 2.95 s à 3 s.

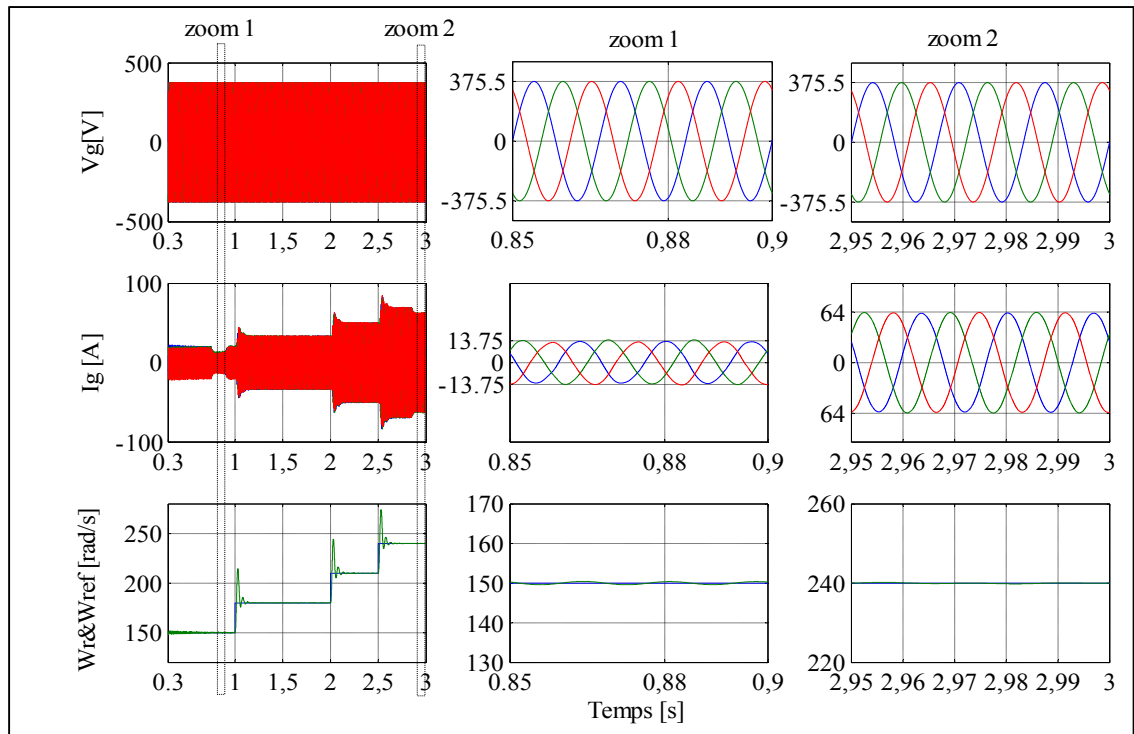


Figure 4.16 V_g , I_g , V_{dc} et W_r en présence d'une CNLD

Ici, la tension du réseau électrique est sinusoïdale et garde la même amplitude que dans les modes précédents. En effet, les 3 phases de tension de la grille ont une même amplitude égale à 375.5 V, ce qui implique que la tension du réseau électrique est bien équilibrée. En réalité, un déséquilibre supérieur à 3 % engendra une surchauffe des équipements et, par conséquent, la dégradation de l'isolation électrique et la réduction de la durée de vie (Dung, Agbossou et Doumbia, 2006).

L'amplitude du courant de réseau diminue par rapport à celle mesurée quand la charge est équilibrée. Actuellement, elle est de 13.75 A en fonctionnement hypo synchrone et de 64 A en hyper synchrone. Cependant en fonctionnement hypo synchrone, on peut constater une très légère variation dans les amplitudes des 3 phases de courant du réseau électrique tel que $I_{ga} = 14$ A, $I_{gb} = 13.5$ A et $I_{gc} = 13.75$ A. Le courant moyen est alors de 13.75 A et l'écart maximal entre les 3 phases est de 0.25 A. Le déséquilibre de courant du réseau électrique est ainsi égal à 1.8 % ($0.25 / 13.75$).

Les courants du rotor et du stator gardent les mêmes amplitudes alors que le courant de la charge est déséquilibré et atteint 22 A. L'action du CCG pour compenser les harmoniques, la puissance réactive et le déséquilibre de courant de la charge du côté réseau électrique consiste à injecter des courants déséquilibrés de phase et d'amplitudes opposées à celles fournies par la charge. Cette action est plus claire en fonctionnement hyper synchrone. Durant ce dernier mode de fonctionnement, les 3 phases de courants de l'onduleur sont tel que $I_{onda} = 16$ A, $I_{ondb} = 6$ A et $I_{ondc} = 15.5$ A. La valeur de courant moyen est de 12.5 A. L'onduleur injecte alors un courant déséquilibré à 28 % ($16 - 12.5 / 12.5$). En hypo synchrone, le taux de courant déséquilibré injecté par le CCG est de 29.5 % alors que la charge injecte dans le réseau un courant déséquilibré à 25 %. L'algorithme de commande de CCG fonctionne ainsi parfaitement.

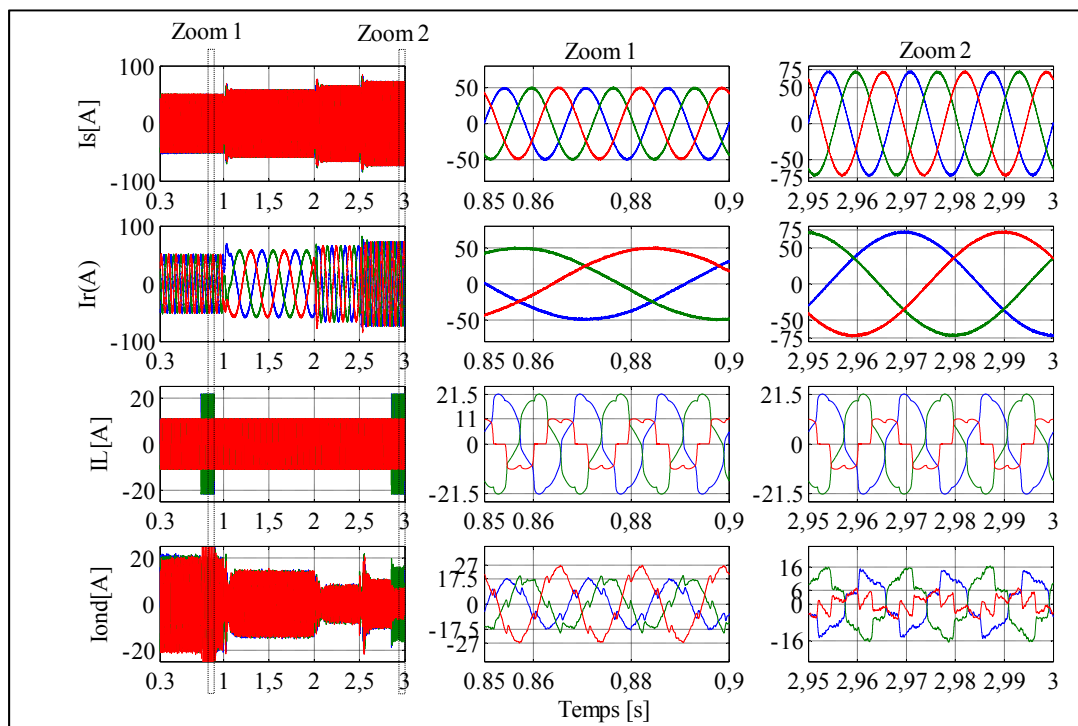


Figure 4.17 Différents courants en présence d'une CNLD

Une analyse en THD montre que les harmoniques injectées par la charge quand elle est déséquilibrée sont de l'ordre de 14.21 %. Ce taux est égal à 27.62 % quand la charge est

équilibrée. Cependant l'amplitude de courant de charge augmente de 11.35 A jusqu'à 21.21A suite au déséquilibre de courant de la charge.

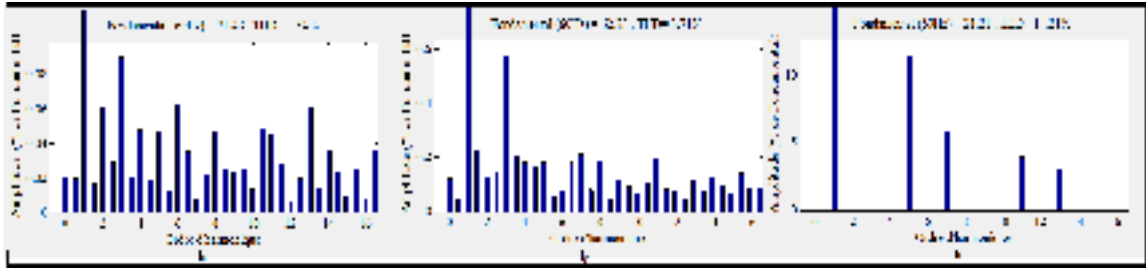


Figure 4.18 Analyse en THD des courants de réseau, de stator et de la charge.

Le THD de courant du réseau et du stator sont toujours minimal et ne dépassent pas les 5 % recommandé (Andersen, 2004).

Les écoulements de puissance pour les différents composants sont les suivants où 5 zooms ont été présentés :

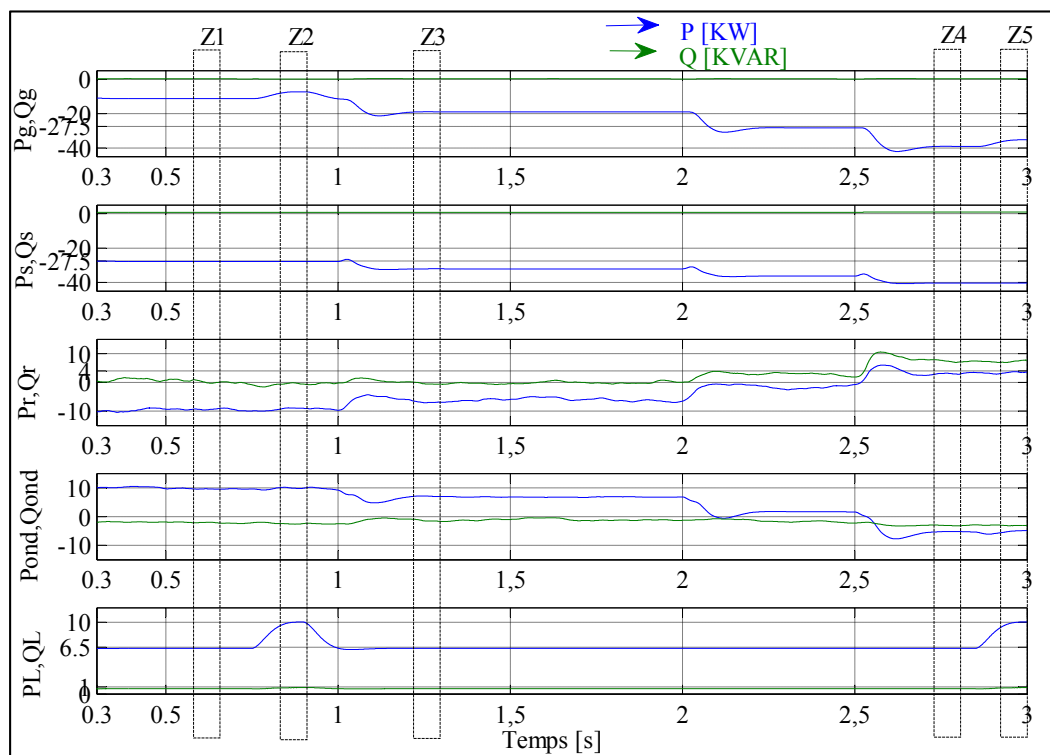


Figure 4.19 Écoulement de puissance active et réactive en présence d'une CNLE et d'une CNLD

Tableau 4.3 Puissances active et réactives de différents composants

	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5
Réseau	$P_g = -11 \text{ kW}$ $Q_g = 0 \text{ KVAR}$	$P_g = -8.5 \text{ kW}$ $Q_g = 0 \text{ KVAR}$	$P_g = -19 \text{ kW}$ $Q_g = 0 \text{ KVAR}$	$P_g = -38 \text{ kW}$ $Q_g = 0 \text{ KVAR}$	$P_g = -34 \text{ kW}$ $Q_g = 0 \text{ KVAR}$
Stator	$P_s = -27.5 \text{ kW}$ $Q_s < 0.3 \text{ KVAR}$	$P_s = -27.5 \text{ kW}$ $Q_s < 0.3 \text{ KVAR}$	$P_s = -32 \text{ kW}$ $Q_s < 0.3 \text{ KVAR}$	$P_s = -41 \text{ kW}$ $Q_s < 0.3 \text{ KVAR}$	$P_s = -40 \text{ kW}$ $Q_s < 0.3 \text{ KVAR}$
Rotor	$P_r = -10 \text{ kW}$ $Q_r = 0.2 \text{ KVAR}$	$P_r = -9 \text{ kW}$ $Q_r = 0.32 \text{ KVAR}$	$P_r = -6.5 \text{ kW}$ $Q_r = 0.6 \text{ KVAR}$	$P_r = 3.5 \text{ kW}$ $Q_r = 7 \text{ KVAR}$	$P_r = 4 \text{ kW}$ $Q_r = 7 \text{ KVAR}$
Charge	$P_L = 6.5 \text{ kW}$ $Q_L = 0.8 \text{ KVAR}$	$P_L = 10 \text{ kW}$ $Q_L = 1 \text{ KVAR}$	$P_L = 6.5 \text{ kW}$ $Q_L = 0.8 \text{ KVAR}$	$P_L = 6.5 \text{ kW}$ $Q_L = 0.8 \text{ KVAR}$	$P_L = 10 \text{ kW}$ $Q_L = 1 \text{ KVAR}$
Onduleur	$P_{\text{ond}} = 10 \text{ kW}$ $Q_{\text{ond}} = -2 \text{ KVAR}$	$P_{\text{ond}} = 11 \text{ kW}$ $Q_{\text{ond}} = -2.5 \text{ KVAR}$	$P_{\text{ond}} = 7 \text{ kW}$ $Q_{\text{ond}} = 1.5 \text{ KVAR}$	$P_{\text{ond}} = -5 \text{ kW}$ $Q_{\text{ond}} = 2.5 \text{ KVAR}$	$P_{\text{ond}} = -6 \text{ kW}$ $Q_{\text{ond}} = -3 \text{ KVAR}$

En fonctionnement hypo synchrone et en présence d'une charge non linéaire équilibrée (Z1) on peut écrire :

$$P_g = P_s - P_r + P_L = -27.5 - (-10) + 6.5 = -11 \text{ kW}$$

Ici, le réseau électrique est en train de fournir une partie de la puissance active directement à la charge et une autre partie indirectement au rotor de la machine à travers les convertisseurs de puissance (CCG et CCR). La puissance active de l'onduleur est de 10 kW. Ce dernier est en train de compenser les courants harmoniques et la puissance réactive injectée par la charge dont sa puissance active est de 6.5 kW ainsi que de fournir au rotor de la MADA la puissance transmise par le réseau électrique. Les valeurs de glissement ainsi que la fréquence de rotor restent les mêmes que dans le mode sans charge durant la même région de fonctionnement puisque les puissances statoriques et rotoriques sont les mêmes.

En fonctionnement hypo synchrone et quand la charge non linéaire est déséquilibrée (Z2) on peut écrire :

$$P_g = P_s - P_r + P_L = -27.5 - (-9) + 10 = -8.5 \text{ kW}$$

$$P_r = \pm g \cdot P_s, \text{ dans ce cas le glissement est positif et il est égal à } g = \frac{-9}{-27.5} = 0.32$$

La puissance rotorique est de fréquence égale à $g.f$. D'où $f_{rot} = +19.2 \text{ Hz}$. Alors la fréquence des courants alternatifs f_{rotor} à introduire dans les enroulements du rotor de la MADA de sorte que la fréquence f_{stator} de la tension de sortie de la génératrice soit égale à la fréquence f du réseau électrique est de 19.2 Hz. La polarité positive de la fréquence f_{rotor} indique que le champ magnétique créé dans les enroulements du rotor doit tourner dans le même sens de rotation que le rotor. Le CCG fonctionne comme un redresseur, il transite de la puissance active du réseau électrique vers le rotor de la MADA.

Quand la charge est déséquilibrée, son courant augmente et par la suite sa puissance active augmente de 6.5 KW à 10 KW. Ainsi la puissance active de CCG augmente légèrement de 10 kW à 11 KW pour compenser l'effet de déséquilibre de courant de la charge du côté réseau électrique. Durant Z3, la charge est équilibrée et la machine se comporte comme durant Z1.

En fonctionnement hyper synchrone et en présence d'une charge non linéaire équilibrée (Z4), on peut écrire :

$$P_g = P_s - P_r + P_L = -41 - 3.5 + 6.5 = -38 \text{ KW}$$

Ici, le réseau électrique est en train de fournir une partie de la puissance active directement à la charge et une autre partie indirectement au rotor de la machine à travers les convertisseurs de puissance (CCG et CCR). La puissance active de l'onduleur est de 10 KW. Ce dernier est en train de compenser les courants harmoniques et la puissance réactive injectée par la charge dont sa puissance active est de 6.5 KW ainsi que de fournir au rotor de la MADA la puissance transmise par le réseau. Les valeurs de glissement ainsi que la fréquence de rotor restent les mêmes que pour le mode sans charge durant la même région de fonctionnement puisque les puissances statoriques et rotoriques sont les mêmes.

En fonctionnement hyper synchrone et quand la charge non linéaire est déséquilibrée (Z5) on peut écrire :

$$P_g = P_s - P_r + P_L = -40 - 4 + 10 = -34 \text{ KW}$$

Comme le courant du réseau électrique diminue quand la charge est déséquilibrée, sa puissance active diminue par conséquent et elle est de -34 KW.

$$P_r = \pm g.P_s, \text{ dans ce cas le glissement est négatif et il est égal à } g = \frac{4}{-40} = -0.1$$

La puissance rotorique est de fréquence égale à $g.f$. D'où $f_{rot} = -6 \text{ Hz}$. Ainsi, la fréquence des courants alternatifs f_{rotor} à introduire dans les enroulements du rotor de la MADA de sorte que la fréquence f_{stator} de la tension de sortie de la génératrice soit égale à la fréquence f du réseau électrique est de 6 Hz. La polarité négative de la fréquence f_{rotor} indique que le champ magnétique créé dans les enroulements du rotor doit tourner dans le sens opposé à celui du rotor. Le CCG fonctionne comme un onduleur, il transite de la puissance active du rotor vers le réseau électrique.

La puissance réactive fournie par le réseau électrique est nulle durant toute la période de fonctionnement de la MADA. Le facteur de puissance est ainsi unitaire.

4.9 Conclusion

Le bon dimensionnement des paramètres en aval et en amont de CCG assure un bon fonctionnement de SCEE à MADA. En premier lieu, les résultats de simulation de SCEE à MADA sans aucune charge nous aide à identifier les différentes régions de fonctionnement de la GADA en hypo et hyper synchrone et de s'assurer de son bon fonctionnement. En deuxième lieu, la simulation de SCEE à base de MADA en présence d'une charge non linéaire triphasée équilibrée puis déséquilibrée permet de valider les nouvelles fonctionnalités de CCG et de s'assurer de la performance des algorithmes de commande de CCG ainsi que de CCR.

CONCLUSION

La validation par simulation du SCEE à MADA avec de nouvelles fonctionnalités a été d'abord précédée par une revue de littérature traitant des différentes génératrices synchrones et asynchrones utilisées dans les SCEE. La comparaison entre ces différents SCEE nous a permis de sélectionner le SCEE à MADA pour ses avantages et ses capacités de puissances actives et réactives à quatre quadrants, ainsi que pour son faible coût de conversion et ses pertes d'énergie minimales.

La revue de littérature nous a permis ainsi de discuter des problèmes liés à l'intégration du SCEE au réseau électrique. Celle-ci nous a guidés pour orienter la problématique de recherche au sujet de la qualité d'onde de réseau électrique dans le contexte où des charges non linéaires sont connectées au réseau électrique. La recherche nous a permis de sélectionner la commande vectorielle pour le CCR et la commande dans un référentiel d-q en rotation synchrone pour le CCG.

Puis, au deuxième chapitre, on a présenté l'ensemble de SCEE à base de MADA.

On a commencé par la compréhension et la modélisation de la chaîne de conversion éolienne afin de maximiser son rendement énergétique assurant le MPPT.

Le principe de fonctionnement de la MADA en hypo et hyper synchrone, ainsi que le principe de fonctionnement de ses convertisseurs de puissance ont été présentés en détail par la suite.

Ensuite, au troisième chapitre, la modélisation mathématique de la MADA a été faite dans le repère d-q-o de Park. Ce qui a contribué à développer les lois de commande vectorielle à flux statorique orienté pour le CCR. La modélisation de CCG dans un repère biphasé dq en rotation synchrone a été aussi présentée.

Enfin, au dernier chapitre, une étude de puissance de CCG a été présentée afin de comparer la puissance d'une charge non linéaire et celle fournie par le CCG.

Les paramètres des composants en amont et en aval de CCG ont été dimensionnés. Les lois de commande dans un référentiel en rotation synchrone pour le CCG d'un SCEE à base de la génératrice synchrone à aimant permanent ont été adaptés pour notre CCG de SCEE à base de MADA afin de le doter des nouvelles fonctionnalités telles que la dépollution harmonique, la compensation réactive et le balancement des courants du côté réseau électrique.

Pour terminer, le SCEE à base de la MADA a été simulé dans MATLABSIMULINK sans charge afin d'identifier les régions de fonctionnement de la MADA en hypo et hyper synchrone et de s'assurer du bon fonctionnement de la génératrice, puis en présence d'une CNLE et/ou d'une CNLD afin de s'assurer de la performance des lois de commande développées et de qualité d'énergie obtenue.

Contributions et Recommandations

Le présent travail était une occasion pour maîtriser la MADA ainsi que ses différentes techniques de commande linéaires développées. En premier lieu, la commande vectorielle à flux statorique orienté a été mise en œuvre pour contrôler le CCR afin de contrôler la puissance active et réactive de stator indépendamment. On s'est servi aussi du modèle exacte de la turbine éolienne à MADA pour la détermination des puissances mécaniques maximales, ce qui nous a permis d'améliorer le rendement énergétique de la chaîne de conversion éolienne et par conséquent de maximiser l'énergie extraite du vent ainsi que le couple électromagnétique de la MADA. En second lieu, la qualité d'énergie du système de conversion d'énergie éolienne à base de la MADA est améliorée dans le contexte où une charge non linéaire équilibrée et une charge non linéaire déséquilibrée sont connectées au réseau électrique. Pour cela, le convertisseur du côté réseau électrique est doté de nouvelles fonctionnalités afin de compenser la puissance réactive, les courants harmoniques et le déséquilibre de courant injectés par la CNL situé au niveau du point de raccordement commun de réseau électrique. En plus de ces fonctionnalités innovatrices, le CCG a assuré la régulation de bus continue DC, ainsi que le contrôle de la puissance transitée du réseau électrique ou vers le réseau électrique de manière à ce que le facteur de puissance soit toujours unitaire quelque soit le mode d'opération de la MADA (hypo synchrone ou hyper synchrone). Cette solution est ainsi simple, efficace et de coût très compétitif en limitant le nombre d'équipements de puissance.

Comme la génératrice asynchrone à double alimentation et la génératrice synchrone à aimant permanent sont les plus utilisées dans les SCEEs modernes, la commande dans un repère en rotation synchrone d-q pour mitiger les problèmes liés à la qualité d'énergie d'un système de conversion d'énergie éolienne à base de la génératrice synchrone à aimant permanent, lors de travaux de recherche de Singh (2010), a été ajustée et adaptée à notre convertisseur du côté réseau électrique afin de valider notre choix de génératrice. En effet, il a été observé à partir des simulations que la MADA est capable de générer de l'électricité pour des vitesses de vent < 6.5 m/s. La qualité d'énergie fournie est nécessairement la meilleure en raison de la

connexion directe du stator au réseau électrique et de l'utilisation des convertisseurs de puissance qui occupent seulement une petite portion de la production totale.

Les conditions de déroulement de cette maîtrise nous ont contraints à limiter notre travail à des résultats de simulation. Il est donc recommandé de tester notre modèle simulé sur un banc expérimental et d'en observer les résultats.

Les techniques de commandes linéaires ont montré des performances acceptables, mais qui restent limitées par rapport aux approches de contrôle non linéaire. Cette limitation se manifeste au niveau des régulateurs de courants PI qui ont tendance à ralentir la dynamique de la machine. De plus, il n'est pas possible de fixer d'une manière optimale les gains des régulateurs de courant PI sans gêner le fonctionnement de CCG. En outre, la commande vectorielle est d'une réponse transitoire moyenne.

La recommandation que nous proposerons alors est de développer une stratégie de contrôle non linéaire pour le CCG afin de mitiger les problèmes de la qualité d'onde.

Une autre recommandation est au niveau de la tension et de la capacité du bus DC. On recommande d'utiliser un convertisseur de puissance multi niveaux, ce qui permet de diminuer la valeur de la tension et de la capacité de bus DC.

ANNEXE I

L'intérêt à l'énergie éolienne

1) La demande d'une source d'énergie fiable et infinie

La demande mondiale d'énergie augmente de jour en jour. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que d'ici 2030, les besoins énergétiques de la planète augmenteront de 60 %. Deux tiers de cette augmentation auront lieu en Chine, en Inde et en d'autres économies en développement rapide ; ces pays représenteront près de la moitié de la consommation mondiale d'énergie d'ici 2030. Si cette forte augmentation de la demande mondiale d'énergie aura effectivement lieu, il faudrait de importants investissements dans de nouvelles capacités de production et dans l'infrastructure de réseau, en particulier dans le monde en développement. L'AIE estime que le secteur mondial de l'énergie devrait construire de nouvelles capacités de 4,800 GW d'ici 2030. Cela nécessitera des investissements d'environ 2 trillions de dollars américains \$ (1,7 trillion €) dans la production d'énergie et de 1,8 trillion de dollars dans les réseaux de transport et de distribution. L'AIE prévoit que d'ici 2030, une capacité de production d'électricité d'environ de 2.000 GW devrait être construite dans les pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE), y compris le remplacement des anciennes centrales. Si les mesures d'efficacité énergétique n'auront pas lieu, la demande d'électricité dans l'Union européenne devrait augmenter de 51 % à la fin de 2030, ce qui nécessite des investissements dans la production d'électricité d'environ 625 milliards € (760 milliards \$). Cependant, l'effet potentiel d'économie sur la demande mondiale d'énergie pourrait être considérable. Selon l'étude *Ecofys*, la demande en électricité pourrait augmenter de seulement 30 % d'ici 2030, si un large éventail de technologies et d'initiatives ont été introduites. Bien que ce scénario d'efficacité énergétique élevée reconnaisse des limites de coûts et d'autres obstacles, la demande mondiale d'électricité serait 39 % plus faible en 2030 que celle prévue actuellement par le scénario de référence de l'AIE. Comme la demande d'énergie continue à augmenter et en absence de ces mesures d'efficacité, les provisions des principaux combustibles fossiles utilisés dans la production d'énergie, notamment du gaz,

sont en baisse. L'un des résultats est que certaines des grandes économies du monde comptent de plus en plus sur le carburant importé, parfois venant de régions du monde où les conflits et l'instabilité politique menacent la sécurité de cet approvisionnement. En Europe, les sources de pétrole et de gaz indigène, principalement de la mer du Nord, sont en déclin rapide. À l'heure actuelle, 50 % de l'approvisionnement énergétique de l'Europe sont importés. Dans les deux prochaines décennies, il devrait augmenter à 70 %. Même l'uranium, qui fournit actuellement le carburant pour plus de 30 % de l'électricité européenne, a une durée de vie globale estimée à moins de 40 ans, tandis que les pays de l'UE contiennent moins de 2 % des réserves d'uranium au monde. Poussées par ces pressions, les deux dernières années ont vu une volatilité sans précédent des prix de pétrole et de gaz. Récemment, le marché pétrolier très volatil a vu les prix du pétrole passer de 40 \$ US à 140 \$ US le baril, avec la prévision que le prix restera élevé pendant quelques années à venir. L'augmentation de prix de commerce de gros de gaz a causé la hausse des prix de l'électricité domestique à travers le monde. Les analystes soulignent que l'augmentation cumulée des prix réels du pétrole brut depuis 2002 est proche de celle des chocs pétroliers des années 1970, qui a produit deux récessions mondiales et une vague sans précédent de l'inflation. De plus en plus, les gouvernements du monde entier sont réveillés à la menace posée par la situation actuelle fragile d'approvisionnement sur leur croissance économique. En revanche aux incertitudes entourant la fourniture de carburants conventionnels et la volatilité des prix, l'énergie éolienne est une source d'énergie indigène massive disponible en permanence dans tous les pays de monde. Il n'y a aucuns frais de carburant, aucun risque géopolitique et aucune dépendance d'approvisionnement en combustibles importés provenant de régions politiquement instables(Chevalier, 2009; Singh, 2010a).

2) Préoccupations environnementales

L'impulsion de l'expansion de l'énergie éolienne est venue de plus en plus de l'urgente nécessité afin de lutter contre le changement climatique mondial. Ceci est maintenant admis d'être la plus grande menace pour l'environnement rencontré par le monde. Le Groupe d'experts intergouvernemental de l'ONU sur les changements climatiques prévoit que les températures moyennes dans le monde augmenteront jusqu'à 5,8 °C au cours du siècle à

venir. Ceci est prévu pour provenir dans un large éventail de changements climatiques, y compris la calotte polaire, les inondations des terres de faible altitude, les tempêtes, les sécheresses et les violents changements météorologiques. Le changement climatique est le fait d'accumulation excessive de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, un des résultats de la croissante industrialisation du monde. Dans la consommation d'énergie, la combustion des carburants fossiles produit du dioxyde de carbone, l'un des principaux gaz à effet de serre. Il faut donc un changement dans la façon de production et de consommation de l'énergie. Parallèlement à une utilisation plus efficace de l'énergie, l'énergie éolienne offre la possibilité de réductions importantes dans les émissions de dioxyde de carbone. Le principal moteur international de lutte contre le changement climatique a été le Protocole de Kyoto de 1997 dont les états les plus industrialisés et membres de l'OCDE avaient pris l'engagement de réduire leur consommation d'énergie en réduisant leurs émissions de gaz à effet de serre d'au moins de 5 % par rapport à leur niveau de 1990 et ce au cours de la période allant de 2008 à 2012. La lutte contre le changement climatique est seulement un conducteur secondaire pour l'énergie éolienne dans le monde en développement. Cependant, une préoccupation plus immédiate provient des effets directs de la combustion de combustibles fossiles sur l'environnement, en particulier la pollution de l'air. Il s'agit d'un enjeu majeur dans les pays comme l'Inde et la Chine, qui utilisent de grandes quantités de charbon pour la production d'électricité. Récemment, lors de l'Accord de Copenhague, l'Inde et la Chine ont accepté volontairement de réduire leurs émissions de CO₂ de 20 % entre 2005-2020. Les autres effets environnementaux résultant de la gamme de carburants actuellement utilisés pour produire de l'électricité incluent la dégradation du paysage, les dangers de l'exploration et l'extraction de combustibles fossiles et miniers, la pollution causée par les déversements accidentels de pétrole et les risques sanitaires liés au rayonnement produit par le fonctionnement courant et la gestion des déchets de combustible nucléaire. L'exploitation de sources d'énergie renouvelables, y compris l'énergie éolienne, permet d'éviter ces risques et dangers (Patrick, 2012; Singh, 2010a).

3) Avantages économiques

Comme le marché mondial a augmenté, l'énergie éolienne a connu une chute spectaculaire des coûts. Une éolienne moderne produit annuellement 180 fois plus d'électricité et à moins de 80 % que son coût unitaire équivalent (kWh) il y a vingt ans. Dans le début des années 1980, lorsque les premières éoliennes d'utilité publique ont été installées, les coûts d'électricité d'origine éolienne sont de 30 cents par kilowattheure. Maintenant, les aérogénérateurs de dernière génération installés dans d'excellents sites génèrent de l'électricité à moins de 5 cents/kWh. Les coûts continuent à diminuer à mesure que de plus en plus de grandes usines sont construites et la technologie de pointe est introduite. Aux bons sites, le vent peut rivaliser le coût du charbon et de centrales électriques alimentées au gaz. Le coût de la production d'énergie éolienne diminue à mesure que la vitesse moyenne du vent augmente. L'Analyse de la revue industrielle mensuelle de l'énergie éolienne de mois de janvier (monthly, 2006) montre que, pour un site avec une vitesse moyenne du vent de plus de 7 m/s et un coût en capital par kilowatt installé d'environ 1 000 € (1240 \$), le coût de production est déjà moins cher que le gaz, le charbon et nucléaire. La compétitivité de l'énergie éolienne a été renforcée par la récente hausse du prix des combustibles fossiles, en particulier le gaz utilisé pour des centrales électriques à combustibles. Aux États-Unis, l'électricité éolienne est devenue une option plus attrayante pour les services publics d'électricité face à la hausse du coût du carburant (Singh, 2010a).

Face à la volatilité du coût de l'électricité conventionnelle, le vent offre une source d'énergie qui ne comporte aucun élément de carburant et n'est pas affecté par les questions relatives au commerce mondial. Les comparaisons de coûts directs entre l'énergie éolienne et d'autres technologies de production sont trompeuses. Cependant, les « coûts externes » pour la société et l'environnement provenant de la combustion de combustibles fossiles ou de la production nucléaire ne sont pas expliqués. Ces coûts externes, y compris les effets de la pollution et des radiations atmosphériques, ne sont pas inclus dans le prix de l'électricité. L'étude paneuropéenne, connue comme le projet « ExternE », menée dans tous les 15 États membres d'origine de l'UE, a évalué ces coûts pour une gamme de combustibles. Ses derniers résultats, publiés en 2002, ont montré que l'énergie éolienne ayant la gamme la plus basse de ces coûts cachés — 0,15 à 0,25 €/kWh — par rapport à 2 pour 15 €/kWh pour le charbon.

L'étude a conclu que le coût de l'électricité à partir de charbon ou de pétrole doublerait. Il augmenterait de 30 % si l'électricité est générée à partir du gaz et si leurs coûts externes liés à l'environnement et la santé ont été pris en compte. L'effet polluant des combustibles fossiles a été maintenant réfléchi par le biais des mesures de réduction de carbone pour limiter la quantité de dioxyde de carbone qui peut être émise par toutes les grandes entreprises industrielles (Hansen et al., 2010; Singh, 2010a).

4) Emploi et Service à la communauté locale

L'énergie éolienne présente également un avantage économique par la création des nouveaux emplois dans l'industrie. La fabrication d'éoliennes et de leurs composants connexes offre d'importantes possibilités d'emploi en s'appuyant souvent sur les compétences techniques d'ingénierie existantes et des matières premières. Dans les zones rurales, l'énergie éolienne peut apporter l'investissement et l'emploi dans les collectivités isolées ; l'hébergement des parcs éoliens fournit aux agriculteurs un revenu régulier alors qu'ils continuent à brouter ou recadrer leurs terres. Les niveaux d'emploi varient d'un pays à l'autre. Le nombre d'emplois créés dans le monde entier à la fin de l'année 2008 était de 440.000. Une étude récente aux États-Unis par le Laboratoire national de l'énergie renouvelable a conclu que l'investissement dans l'énergie éolienne avait un plus grand impact économique sur les régions rurales où il a été élaboré grâce à de nouveaux emplois, des revenus et des impôts qu'une centrale à combustible fossile. Dans les pays en développement, l'énergie éolienne est séduisante comme étant un moyen d'assurer un approvisionnement en électricité flexible et pas cher aux communautés dispersées, souvent par le biais de systèmes autonomes. Son effet sur le développement économique peut être dramatique. La fourniture suffisante d'électricité pour l'éclairage de base et une télévision ou un ordinateur peut faire une différence substantielle à la vie domestique, des possibilités d'éducation et de la viabilité des petites entreprises (Patrick, 2012; Singh, 2010a).

5) La récapitulation des principaux avantages de l'énergie éolienne

- Faible coût, peut être compétitif avec le nucléaire, le charbon et le gaz sur un pied d'égalité.

- Le carburant est libre, abondant et inépuisable.
- L'énergie propre, pas d'émissions de dioxyde de carbone qui en résulte.
- Fournit une protection contre la volatilité des prix de carburant.
- La sécurité d'approvisionnement évite la dépendance aux combustibles importés.
- Modulaire et rapide à installer.
- Fournit une puissance équivalente aux sources conventionnelles.
- Terrain amical, l'activité agricole ou l'industriel peut continuer autour d'elle.

6) L'énergie éolienne mondiale en bref

Le marché mondial éolien a augmenté plus rapidement que toute autre source d'énergie renouvelable. À partir de seulement 4.800 MW en 1995, le total mondial a été multiplié par plus de trente fois pour atteindre plus de 151,000 MW à la fin de 2009(Singh, 2010a).

Le chiffre d'affaires annuel mondial de marché éolien rapporté à la fin de 2008 était de plus de 40 milliards €, avec une estimation de 440 000 personnes employées dans le monde entier. Le succès de l'industrie a attiré des investisseurs de la finance traditionnelle et les secteurs d'énergies traditionnelles. Dans un certain nombre de pays, la proportion d'électricité produite par l'énergie éolienne remet actuellement en question les carburants traditionnels. Au Danemark, 20 % de l'électricité du pays est actuellement fournie par le vent. En Espagne, la contribution a atteint 8 % et devrait augmenter à 15 % à la fin de la décennie. Ces chiffres montrent que l'énergie éolienne est déjà en mesure d'apporter une contribution significative de l'électricité sans carbone. En 2008, le secteur mondial de l'énergie éolienne a enregistré une année record, avec un total de 27, 261 MW de nouvelles capacités installées, ce qui représente un taux de croissance annuel de près de 30 %. L'énergie éolienne est maintenant établie comme une source d'énergie dans plus de 50 pays à travers le monde. Les principaux pays producteurs d'électricité éolienne étaient jusqu'à 2008 les USA (25 170 MW), l'Allemagne (23 903 MW), l'Espagne (16 740 MW), la Chine (12 210 MW), l'Inde (9587 MW) et l'Italie (3736 MW). D'autres pays tels la France, le Danemark, le Pays bas, le Japon et le Royaume uni ont également atteint le 2,000 MW(Singh, 2010a).

Selon le GWEC, la capacité d'éolien installé sur la planète a été multipliée par 3 entre fin 2007 et fin 2012 (Council, 2013). À la date de l'année 2013, elle était égale à

318,137 GW, l'équivalent de la puissance cumulée de près de 318 réacteurs nucléaires. La Chine domine le domaine avec un potentiel éolien égal à 91,4 GW et prévoit en ajouter 640 GW d'ici 2030 suivies par les États-Unis d'Amérique avec 61 GW. Cependant, la production éolienne mondiale ne représente que 10 à 12 % de l'énergie électrique produite (équiterre, 2013).

À la fin 2020, le GWEC estime que la capacité mondiale d'éolien sera plus de 1260 GW et qui assura toute seule 12 % de la consommation d'électricité dans le monde (Li et Chen, 2008b).

Bien que l'industrie éolienne a été jusqu'à présent plus dynamique dans les pays de l'Union européenne, les États-Unis et le Canada sont tous deux confrontés à un regain d'activité, tandis que de nouveaux marchés sont ouverts en Asie et en Amérique du Sud. Le Canada dépasse de près les 8 GW pour l'ensemble de 4722 éoliennes réparties dans 192 parcs éoliens dont 4 GW d'éolien est installé au Québec soit un peu plus de 9 % de la production électrique de la province francophone (équiterre, 2013).

Une nouvelle frontière pour le développement éolien a également été établie dans la mer, avec l'installation des parcs éoliens offshore qui commence à faire une contribution remarquable (LE VISAGE, 2004).

À l'avenir, la GWEC prévoit que le marché en 2015 augmentera de 50 GW à nouveau pour atteindre 60 GW par an d'ici 2018. La Chine restera la dominante et semble être sur la bonne voie et en avance à l'objectif fixé par son gouvernement pour l'année 2020 et qui vise à atteindre 200 GW. Le marché indien devrait croître sensiblement dans les années à venir. L'Amérique latine est en train de devenir un marché régional fort, dirigé par le Brésil, mais avec le Mexique qui rattrape rapidement. L'Afrique a installé près de 1 GW en 2014 pour la première fois et prévoit un autre Gigawatt en 2015. Dirigée par l'Afrique du Sud, l'Égypte et le Maroc, il est prévu qu'un certain nombre de nouveaux marchés seront émergés dans ces pays dans les années à venir et qui feront de l'Afrique le marché régional de plus forte croissance, au moins en termes de pourcentage. L'Europe devrait rester relativement stable. Quant à l'Amérique du Nord, le marché est le plus difficile à prédire vu qu'il sera le sujet de décisions politiques aux États-Unis et le Canada en 2016 ou par la suite (Council, 2014).

ANNEXE II

Paramètres des composants

Turbine éolienne

Rayon des pales	R	8.3	m
Densité de l'air	ρ	1.23	Kg.m ⁻³
Coefficients de puissance	Cp	Cpmax=0.48, C1=0.5176, C2=116, C3=0.4, C4=5, C5=21, C6=0.0068	-
Vitesse de démarrage	Vcut_in	< 6	m.s ⁻¹
Vitesse de coupure	V cut_out	14.4	m.s ⁻¹

GADA

Puissance nominale	P _n	50	KW
Fréquence de réseau	$f_{\text{réseau}}$	60	Hz
Résistance statorique	R _s	1.115	Ω
Résistance rotorique	R _r	1.083	Ω
Inductance de fuite au stator	L _s	0.0012974	H
Inductance de fuite au rotor	L _r	0.0099740	H
Inductance mutuelle	L _m	0.70307	H
L'inertie	J	0.02	Kg.m ²
coefficient de frottement	f	0.005752	-
Nombre de pole	p	2	-

Les différents gains de régulateurs PI

CCG		CCR	
Régulation de bus DC		Régulation de vitesse de rotation de la GADA	
Kp =2	Ki =40	Kp =1	Ki =30
Boucles internes de courant		Boucles internes de courant	
I	II	I	II
K _p = 100	K _p =100	K _p = 7	K _p = 2
K _i = 5	K _i = 50	K _i =11	K _i =5

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Agarwal, V., R. K. Aggarwal, P. Patidar et C. Patki. 2010. « A Novel Scheme for Rapid Tracking of Maximum Power Point in Wind Energy Generation Systems ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 25, n° 1, p. 228-236.
- Ahuja, H., G. Bhuvaneswari et R. Balasubramanian. 2011. « Performance comparison of DFIG and PMSG based WECS ». In *Renewable Power Generation (RPG 2011)*, IET Conference on. (6-8 Sept. 2011), p. 1-6.
- Andersen, P. 2004. « Staten overtager Eltra og Elkraft fra årsskiftet ». *The State takes over Eltra and Elkraft from New Year*. *Eltra magasinet*, vol. 4.
- Arbi, J., M. J. B. Ghorbal, I. Slama-Belkhodja et L. Charaabi. 2009. « Direct Virtual Torque Control for Doubly Fed Induction Generator Grid Connection ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, n° 10, p. 4163-4173.
- Arnalte, S, JC Burgos et JL Rodriguez-Amenedo. 2002. « Direct torque control of a doubly-fed induction generator for variable speed wind turbines ». *Electric power components and systems*, vol. 30, n° 2, p. 199-216.
- Asiminoaei, L., F. Blaabjerg et S. Hansen. 2007. « Detection is key - Harmonic detection methods for active power filter applications ». *Industry Applications Magazine, IEEE*, vol. 13, n° 4, p. 22-33.
- Azaizia, Rachid. 2008. « Etude et commande d'une machine asynchrone a double alimentation alimentée par un convertisseur multiniveaux ». *Magister, Université M'Hamed BOUGARA faculté des hydrocarbures et de la chimie*, 80p.
- Baroudi, Jamal A, Venkata Dinavahi et Andrew M Knight. 2007. « A review of power converter topologies for wind generators ». *Renewable Energy*, vol. 32, n° 14, p. 2369-2385.
- Bauquis, Pierre-René. 1972. « Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050 ». *Revue de l'IFP*, vol. 27, n° 4.
- Bennani, Hakim. 2011. « Machine asynchrone à double alimentation: les lois de commande en régime permanent ». *M.SC, Université Laval*, 125 p.
- Bernard, S., D. Beaulieu et G. Trudel. 2005. « Hydro-Quebec grid code for wind farm interconnection ». In *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE. (12-16 June 2005)*, p. 1248-1252 Vol. 2.
- Bose, B. K., et N. R. Patel. 1998. « Quasi-fuzzy estimation of stator resistance of induction motor ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 13, n° 3, p. 401-409.

- Carlin, Palmer W, Alan S Laxson et EB Muljadi. 2003. « The history and state of the art of variable-speed wind turbine technology ». *Wind Energy*, vol. 6, n° 2, p. 129-159.
- Chen, Zhe, et Frede Blaabjerg. 2006. « Wind energy: the world's fastest growing energy source ». *IEEE Power Electronics Society Newsletter*, vol. 18, n° 3, p. 15-19.
- Chinchilla, M., S. Arnaltes et J. C. Burgos. 2006. « Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, n° 1, p. 130-135.
- Council, Global Wind Energy. 2013. « Global wind statistics 2012 ». Report. Brussels, Belgium: GWEC.
- Council, Global Wind Energy. 2014. « Global Wind Report 2014 - Annual market update ». Report. Brussels, Belgium: GWEC.
- Datta, R., et V. T. Ranganathan. 2001. « Direct power control of grid-connected wound rotor induction machine without rotor position sensors ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 16, n° 3, p. 390-399.
- Datta, R., et V. T. Ranganathan. 2002. « Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine-a comparison with alternative schemes ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 17, n° 3, p. 414-421.
- Dawei, Xiang, L. Ran, P. J. Tavner et S. Yang. 2006. « Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, n° 3, p. 652-662.
- Defontaines, Remi. 2012. « Etude et simulation de la MADA ». M.Ing. Ecole de Technologie Supérieure (Canada), 143 p.
- Dung, Tran Khanh Viet, Kodjo Agbossou et Mamadou Lamine Doumbia. 2006. « Interconnected Renewable Energy System in Utility-Unbalanced Analysis ». In *Electrical and Computer Engineering, 2006. CCECE'06. Canadian Conference on*. p. 2284-2287. IEEE.
- Elnashar, M., M. Kazerani, R. El Shatshat et M. M. A. Salama. 2008. « Comparative evaluation of reactive power compensation methods for a stand-alone wind energy conversion system ». In *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE. (15-19 June 2008)*, p. 4539-4544.
- Engelhardt, S., I. Erlich, C. Feltes, J. Kretschmann et F. Shewarega. 2011. « Reactive Power Capability of Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, n° 1, p. 364-372.

- Enslin, J. H. R., et Peter J. M. Heskes. 2004. « Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, n° 6, p. 1586-1593.
- équiterre. 2013. « LES ÉOLIENNES DANS LE MONDE ET AU QUÉBEC ». < <http://www.equiterre.org/fiche/les-eoliennes-dans-le-monde-et-au-quebec> >. Consulté le 20 juillet 2015.
- Fenni, Athmane. 2013. « Commande Non Linéaire Par Des Régulateurs En Mode Glissant D'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) ». Magister, Université Mohamed Khider Biskra, 147 p.
- Fletcher, John, et Jin Yang. 2010. *Introduction to the Doubly-Fed Induction Generator for Wind Power Applications*. INTECH Open Access Publisher.
- Garcia, A. M., D. G. Holmes et T. A. Lipo. 2006. « Reduction of Bearing Currents in Doubly Fed Induction Generators ». In *Industry Applications Conference, 2006. 41st IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2006 IEEE*. (8-12 Oct. 2006) Vol. 1, p. 84-89.
- Guerrero, Rafael. 2012. « Grid code interrelation, wind generation evolution and reactive compensation, special topics inside a grid code ».
- Gupta, Neeraj. 2014. « Generation scheduling at PCC in grid connected microgrid ». In *Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE)*, 2014. p. 1-5. IEEE.
- Ha, L. T., et T. K. Saha. 2004. « Investigation of power loss and voltage stability limits for large wind farm connections to a subtransmission network ». In *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*. (10-10 June 2004), p. 2251-2256 Vol.2.
- Habetler, T. G., F. Profumo, M. Pastorelli et L. M. Tolbert. 1992. « Direct torque control of induction machines using space vector modulation ». *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 28, n° 5, p. 1045-1053.
- Hansen, Anca, Poul Sørensen, Florin Iov et Frede Blaabjerg. 2004. « Control of variable speed wind turbines with doubly-fed induction generators ». *Wind Engineering*, vol. 28, n° 4, p. 411-432.
- Jacomini, R. V., A. P. Franca et E. Bim. 2009. « Simulation and experimental studies on double-fed induction generator power control at subsynchronous operating speed ». In *Power Electronics and Drive Systems, 2009. PEDS 2009. International Conference on*. (2-5 Nov. 2009), p. 1421-1424.

- Jeong-Ik, Jang, Kim Young-Sin et Lee Dong-Choon. 2006. « Active and Reactive Power Control of DFIG for Wind Energy Conversion under Unbalanced Grid Voltage ». In Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International. (14-16 Aug. 2006) Vol. 3, p. 1-5.
- Jing, Xin. 2012. « Modeling and control of a doubly-fed induction generator for wind turbine-generator systems ». Master, Marquette University, 182 p.
- Kasal, G. K., et B. Singh. 2011. « Voltage and Frequency Controllers for an Asynchronous Generator-Based Isolated Wind Energy Conversion System ». Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 26, n° 2, p. 402-416.
- Kinjo, Fuminao, Alan K Wallace et Annette Von Jouanne. 2004. « Maximization of energy capture of passive, variable-speed wind turbine ». In Power Electronics, Machines and Drives, 2004.(PEMD 2004). Second International Conference on (Conf. Publ. No. 498). Vol. 3, p. 33-38. IET.
- Klima, Jiri, Jiri Skramlik et V. Valouch. 2007. « Three-Phase Four-Switch PFC and Its Analytical Model ». In Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007. International Conference on. (12-14 April 2007), p. 66-71.
- Kouzou, Abdellah. 2004. « Compensation active des perturbations dans un reseau basse tension ». Magister, Faculté des hydrocarbures et de la chimie, 171 p.
- l'énergie, Commission de régulation de. 2011. « Introduction : Contexte et enjeux du développement des EnR-Les enjeux climatiques incitent à développer des énergies de sources renouvelables ». < <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=integrationenr> >.
- LE VISAGE, Christophe. 2004. « Éolien offshore: vers une politique de développement en France ». Impacts, n° 1-2, p. 179-195.
- Lee, Ching-Yin, Li-Chieh Chen, Chen Shao-Hong Tsai, Wen-Tsan Liu et Yuan-Kang Wu. 2009. « The impact of SCIG wind farm connecting into a distribution system ». In Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific. p. 1-7. IEEE.
- Li, H, et Zhe Chen. 2008a. « Overview of different wind generator systems and their comparisons ». IET Renewable Power Generation, vol. 2, n° 2, p. 123-138.
- Li, Wang, et Hsiung Chia-Tien. 2011. « Dynamic Stability Improvement of an Integrated Grid-Connected Offshore Wind Farm and Marine-Current Farm Using a STATCOM ». Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, n° 2, p. 690-698.

- Li, Zhen. 2012. « Nonlinear stability study of DFIG wind energy generation systems ». Thesis, The Hong Kong Polytechnic University, 143p
- Lie, Xu, et P. Cartwright. 2006. « Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, n° 3, p. 750-758.
- Lie, Xu, et Wang Yi. 2007. « Dynamic Modeling and Control of DFIG-Based Wind Turbines Under Unbalanced Network Conditions ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, n° 1, p. 314-323.
- MAGNIFiscience , Ateliers interactifs d'initiation aux sciences. 2009. « Enegie éolienne - Explications, les composantes d'une éolienne ».
< <http://www.iscience.ca/energieeo/ateliers/energieeoliennecomposantes.php> >. Consulté le 25 Juillet 2015.
- Masaud, Tarek. 2013. Modeling, analysis, control and design application guidelines of Doubly Fed Induction Generator (DFIG) for wind power applications. Thesis, University of Colorado, 125 p.
- Mittal, Rajveer, KS Sandhu et DK Jain. 2010. « An overview of some important issues related to wind energy conversion system (WECS) ». *International Journal of Environmental Science and Development*, vol. 1, n° 4, p. 351-363.
- Muljadi, E., C. P. Butterfield, B. Parsons et A. Ellis. 2007a. « Characteristics of Variable Speed Wind Turbines Under Normal and Fault Conditions ». In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE. (24-28 June 2007)*, p. 1-7.
- Muljadi, E., C. P. Butterfield, B. Parsons et A. Ellis. 2007b. « Effect of Variable Speed Wind Turbine Generator on Stability of a Weak Grid ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, n° 1, p. 29-36.
- Muljadi, Eduard, CP Butterfield, R Yinger et H Romanowitz. 2003. Energy storage and reactive power compensator in a large wind farm: preprint. National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US).
- Munteanu, Iulian, Antoneta Iuliana Bratcu, Nicolaos-Antonio Cutululis et Emil Ceanga. 2008. Optimal control of wind energy systems: towards a global approach. Springer Science & Business Media.
- Muyeen, S. M., R. Takahashi, T. Murata et J. Tamura. 2010. « A Variable Speed Wind Turbine Control Strategy to Meet Wind Farm Grid Code Requirements ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, n° 1, p. 331-340.

- Noguchi, T., H. Tomiki, S. Kondo et I. Takahashi. 1998. « Direct power control of PWM converter without power-source voltage sensors ». *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 34, n° 3, p. 473-479.
- Nunes, M. V., J. A. P. Lopes, U. H. Bezerra, H. H. Zurn et R. Almeida. 2004. « Influence of the variable speed wind generators in transient stability margin of the conventional generators integrated in electrical grids ». In *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE. (6-10 June 2004)*, p. 1734 Vol.2.
- Okedu, K. E., S. M. Muyeen, R. Takahashi et J. Tamura. 2011. « Participation of facts in stabilizing DFIG with crowbar during grid fault based on grid codes ». In *GCC Conference and Exhibition (GCC), 2011 IEEE. (19-22 Feb. 2011)*, p. 365-368.
- Ozpineci, B., et L. M. Tolbert. 2003. « Simulink implementation of induction machine model - a modular approach ». In *Electric Machines and Drives Conference, 2003. IEMDC'03. IEEE International. (1-4 June 2003) Vol. 2*, p. 728-734 vol.2.
- Pao, Lucy Y, et Kathryn E Johnson. 2011. « Control of wind turbines ». *Control Systems, IEEE*, vol. 31, n° 2, p. 44-62.
- Pena, R., J. C. Clare et G. M. Asher. 1996. « Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation ». *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, vol. 143, n° 3, p. 231-241.
- Piwko, Richard, Dale Osborn, Robert Gramlich, Gary Jordan, David Hawkins et Kevin Porter. 2005. « Wind energy delivery issues [transmission planning and competitive electricity market operation] ». *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 3, n° 6, p. 47-56.
- Poitiers, Frédéric. 2003. « Etude et commande de generatrices asynchrones pour l'utilisation de l'energie eolienne-machine asynchrone à cage autonome-machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau ». thèse de doctorat, Université de Nantes, 159 p.
- Polinder, H., F. F. A. van der Pijl, G. J. de Vilder et P. Tavner. 2005. « Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines ». In *Electric Machines and Drives, 2005 IEEE International Conference on. (15-15 May 2005)*, p. 543-550.
- Polinder, H., F. F. A. van der Pijl, G. J. de Vilder et P. J. Tavner. 2006. « Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, n° 3, p. 725-733.
- Quincy, Wang, et Chang Liuchen. 2004. « An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, n° 5, p. 1242-1249.

- Ragheb, A., et M. Ragheb. 2010. « Wind turbine gearbox technologies ». In Nuclear & Renewable Energy Conference (INREC), 2010 1st International. (21-24 March 2010), p. 1-8.
- Rezkallah, Miloud. 2010. « Amélioration de la qualité d'énergie fournie au réseau autonome hybride éolien-diesel ». Maîtrise, École de technologie supérieure, 103 p.
- Rolan, A., A. Luna, G. Vazquez, D. Aguilar et G. Azevedo. 2009. « Modeling of a variable speed wind turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator ». In Industrial Electronics, 2009. ISIE 2009. IEEE International Symposium on. (5-8 July 2009), p. 734-739.
- Sánchez, JA, C Véganzones, S Martínez, F Blázquez, N Herrero et JR Wilhelmi. 2008. « Dynamic model of wind energy conversion systems with variable speed synchronous generator and full-size power converter for large-scale power system stability studies ». Renewable Energy, vol. 33, n° 6, p. 1186-1198.
- Shen, B., B. Mwinyiwiwa, Zhang Yongzheng et Ooi Boon-Teck. 2009. « Sensorless Maximum Power Point Tracking of Wind by DFIG Using Rotor Position Phase Lock Loop (PLL) ». Power Electronics, IEEE Transactions on, vol. 24, n° 4, p. 942-951.
- Singh, Mukhtiar. 2010a. « Adaptive network-based fuzzy inference systems for sensorless control of PMSG based wind turbine with power quality improvement features ». PH.D. École de technologie supérieure(Canada), 239 p.
- Singh, S. N., J. stergaard et B. Singh. 2010. « Reactive power capability of unified DFIG for wind power generation ». In Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE. (25-29 July 2010), p. 1-7.
- Sow, Thierno Lamarana. 2012. « Commande non lineaire de l'eolienne a MADA pour une participation au reglage de la frequence du reseau ». M.Ing., Ecole de Technologie Supérieure (Canada), 134 p.
- Srirattanawichaikul, W., Y. Kumsuwan, S. Premrudeepreechacharn et B. Wu. 2010. « A vector control of a grid-connected 3L-NPC-VSC with DFIG drives ». In Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2010 International Conference on. (19-21 May 2010), p. 828-832.
- Sun, Yuan-zhang, Jin Lin, Guo-jie Li et Xiong Li. 2009. « A review on the integration of wind farms with variable speed wind turbine systems into power systems ». In 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply. p. 1-6.
- Tremblay, E., S. Atayde et A. Chandra. 2009. « Direct power control of a DFIG-based WECS with active filter capabilities ». In Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE. (22-23 Oct. 2009), p. 1-6.

- Tremblay, E., S. Atayde et A. Chandra. 2011. « Comparative Study of Control Strategies for the Doubly Fed Induction Generator in Wind Energy Conversion Systems: A DSP-Based Implementation Approach ». *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, n° 3, p. 288-299.
- Tremblay, E., A. Chandra et P. J. Lagace. 2006. « Grid-side converter control of DFIG wind turbines to enhance power quality of distribution network ». In *Power Engineering Society General Meeting*, 2006. IEEE. (0-0 0), p. 6 pp.
- Tremblay, Etienne. 2009. « Contribution a la commande de l'eolienne a mada en permettant l'amelioration de la qualite de l'onde du reseau electrique ». M.Ing. Ecole de Technologie Superieure (Canada), 213 p.
- Tze-Fun, Chan, et Lai Loi Lei. 2007. « Permanent-Magnet Machines for Distributed Power Generation: A Review ». In *Power Engineering Society General Meeting*, 2007. IEEE. (24-28 June 2007), p. 1-6.
- Varma, R. K., S. Auddy et Y. Semsedini. 2008. « Mitigation of Subsynchronous Resonance in a Series-Compensated Wind Farm Using FACTS Controllers ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, n° 3, p. 1645-1654.
- Wei, Qiao. 2009. « Dynamic modeling and control of doubly fed induction generators driven by wind turbines ». In *Power Systems Conference and Exposition*, 2009. PSCE '09. IEEE/PES. (15-18 March 2009), p. 1-8.
- Wei, Qiao, R. G. Harley et G. K. Venayagamoorthy. 2009. « Coordinated Reactive Power Control of a Large Wind Farm and a STATCOM Using Heuristic Dynamic Programming ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 24, n° 2, p. 493-503.
- Wei, Qiao, G. K. Venayagamoorthy et R. G. Harley. 2009. « Real-Time Implementation of a STATCOM on a Wind Farm Equipped With Doubly Fed Induction Generators ». *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 45, n° 1, p. 98-107.
- Yazhou, Lei, A. Mullane, G. Lightbody et R. Yacamini. 2006. « Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, n° 1, p. 257-264.
- Zobaa, Ahmed Faheem, et Milutin Jovanovic. 2006. « A comprehensive overview on reactive power compensation technologies for wind power applications ». In *Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International. p. 1848-1852. IEEE.